



Кирик Валерій Валентинович

доктор технічних наук,
професор, завідувач кафедри
електричних мереж та систем
Національного технічного
університету України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»

ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ

В. В. Кирик

ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ

В. В. Кирик

КПІ ім. Ігоря Сікорського
Видавництво «Політехніка»



Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

В. В. Кирик

ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ

Підручник

*Затверджено Вченою радою КПІ ім. Ігоря Сікорського
як підручник для здобувачів ступеня бакалавра за спеціальністю
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»*

Київ
КПІ ім. Ігоря Сікорського
2024

УДК 621.311(075.8)
К43

*Рекомендовано Вченою радою
КПІ ім. Ігоря Сікорського»
(Протокол № 11 від 11 грудня 2023 р.)*

Рецензенти: *О. В. Кириленко*, акад. НАН України, д-р техн. наук, проф.,
директор Інституту електродинаміки НАН України
М. С. Сегеда, д-р техн. наук, проф., завідувач кафедри
електроенергетики та систем управління Національного університету
«Львівська політехніка»

Відповідальний редактор *М. Я. Островецький*, д-р техн. наук, проф., зав. кафедри теоретичної
електротехніки Національного технічного університету України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

Кирик В. В.

К43 Електричні мережі : підручник / В. В. Кирик. – Київ :
КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2024. – 280с.
ISBN 978-966-990-099-9

Розкрито технологічний процес перетворення, передавання та розподілу електричної енергії. Наведено основні відомості про електричні мережі. Розглянуто параметри електричних мереж. Показано конструкції високовольтних ліній електропередавання, схеми заміщення ліній електропередавання повітряного і кабельного виконання та трансформаторів. Виконано аналіз низьковольтних мереж житлових будинків та квартир. Наведено розрахунки втрат потужності та енергії в електричній мережі.

Для студентів – здобувачів ступеня бакалавра усіх форм навчання та студентів-іноземців спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

УДК 621.311(075.8)

ISBN 978-966-990-099-9

© В. В. Кирик, 2024

© КПІ ім. Ігоря Сікорського (ФЕА), 2024

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ	5
ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1 ПАРАМЕТРИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	10
1.1 Основні задачі та поняття в області передавання електричної енергії	10
1.2 Номінальні напруги устаткування електричних систем.....	16
1.3 Призначення електричних мереж.....	20
1.4 Вимоги до електричних мереж.....	25
1.5 Класифікація електричних мереж.....	35
1.6 Режими роботи нейтралі електричної мережі до 1000 В	39
1.7 Режими роботи нейтралі високовольтних мереж.....	50
РОЗДІЛ 2 НИЗЬКОВОЛЬТНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ЖИТЛОВИХ БУДИНКІВ ТА КВАРТИР	61
2.1 Загальна характеристика низьковольтної електричної мережі житлових будинків та квартир.....	61
2.2 Електрична проводка внутрішніх електричних мереж.....	64
2.3 Загальні принципи вибору типу та застосування низьковольтних проводів і кабелів.....	73
2.4 Функціональні схеми розподільного щитка електропостачання квартир та котеджів.....	82
РОЗДІЛ 3 КОНСТРУКЦІЇ ТА ХАРАКТЕРИСТИКИ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ	90
3.1 Основні відомості про повітряні лінії електропередавання.....	90
3.2 Основні відомості про кабельні лінії електропередавання.....	109
3.3 Конструкції кабелів ліній електропередавання.....	117
3.4 Прокладання кабелів та способи заземлення екранів кабельних ліній електропередавання.....	135
РОЗДІЛ 4 ПАРАМЕТРИ СХЕМ ЗАМІЩЕННЯ ЕЛЕМЕНТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	157
4.1 Схеми заміщення лінії електропередавання.....	158
4.2 Поздовжні параметри схем заміщення лінії електропередавання.....	162
4.2.1 Активний опір лінії електропередавання.....	162
4.2.2 Індуктивний опір лінії електропередавання.....	166

4.3 Поперечні параметри схем заміщення лінії електропередавання.....	171
4.3.1 Активна поперечна провідність лінії електропередавання.....	171
4.3.2 Ємнісна провідність лінії електропередавання.....	175
4.4 Параметри схем заміщення двообмоткових силових трансформаторів.....	180
4.5 Параметри схем заміщення триобмоткових силових трансформаторів.....	193
4.6 Параметри схем заміщення триобмоткових трансформаторів зі скороченими обмотками.....	198
4.7 Параметри схем заміщення силових трансформаторів із розщепленими обмотками.....	200
4.8 Параметри схем заміщення силових автотрансформаторів.....	204
РОЗДІЛ 5 ДЖЕРЕЛА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....	211
5.1 Електричні станції.....	211
5.2 Джерела активної потужності.....	227
5.3 Джерела реактивної потужності.....	229
РОЗДІЛ 6 СПОЖИВАЧІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....	235
6.1 Характеристика споживачів електроенергії.....	237
6.2 Визначення кількості енергії, що передається електричною мережею протягом року.....	243
6.3 Участь електростанцій різних типів у покритті графіків навантаження.....	246
РОЗДІЛ 7 ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ.....	250
7.1 Потужність електричної системи змінного струму.....	252
7.2 Визначення втрат потужності в лініях електропередавання.....	254
7.3 Втрати потужності в кабелі зі зшитого поліетилену.....	256
7.4 Визначення втрат потужності в силових трансформаторах та автотрансформаторах.....	259
7.5 Втрати енергії в електричній мережі.....	261
СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	269
ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК.....	278

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

\dot{s}	– позначення комплексної величини, змінної в часі
\underline{z}	– позначення сталої комплексної величини
\bar{u}	– позначення спряженої комплексної величини
FACTS	– гнучкі системи передачі змінного струму
HVDC	– електропередачі постійного струму високої напруги
WAMS	– система моніторингу перехідних режимів
АВР	– автоматичне введення резерву
АЕС	– атомна електрична станція
АПВ	– автоматичне повторне включення
АРЗ	– автоматичні регулятори збудження
АТ	– автотрансформатор
БК	– батарея (статичних) конденсаторів
БП	– балансуєчий пункт
ВДЕ	– відновлювані джерела енергії
ВЕС	– вітрова електрична станція
ВН	– висока напруга
ВРП	– відкритий розподільний пристрій
Г	– генератор
ГАЕС	– гідроакumuлююча електрична станція
ГЕОТЕС	– геотермальна електрична станція
ГЕС	– гідравлічна електрична станція
ГНБ	– горизонтальне направлене буріння
ГТС	– газотурбінна електрична станція
ДЖ	– джерело живлення
ДСТУ	– державний стандарт України
ДТ	– джерела теплопостачання
ЕЕС	– електроенергетичні системи
ЕМ	– електрична мережа
ЕП	– електричний приймач
ЕППС	– електропередача постійного струму
ЕРС	– електрорушійна сила
ЕС	– електростанція
КЕС	– конденсаційна електрична станція
КЗ	– коротке замикання
ККД	– коефіцієнт корисної дії
КЛ	– кабельна лінія
КЛМ	– кабельна лінія маслонаповнена
КЛЕП	– кабельна лінія електропередавання

КРПЕ	– комплектні розподільні пристрої з елегазовою ізоляцією
КУ	– конденсаторна установка для внутрішнього розміщення
КУН	– конденсаторна установка для зовнішнього розміщення
ЛЕП	– лінія електропередавання
МГД	– магнітогідродинамічний
МЕМ	– магістральні електричні мережі
НЕК	– Національна енергетична компанія
НН	– низька напруга
ОЗЗ	– однофазне замикання на землю
ОЕС	– об'єднана енергетична система
ОПН	– обмежувач перенапруги
ОСП	– оператор системи передачі
ПАГТУ	– повітряно-акумуляуюча газотурбінна електрична станція
ПЗВ	– пристрій захисного відключення
ПБЗ	– переключення без збудження
ПВХ	– полівінілхлоридний
ПГС	– парогазова електрична станція
ПКЗ	– повітряно-кабельне з'єднання
ПЛ	– повітряна лінія
ПЛЕП	– повітряна лінія електропередавання
ПС	– підстанція (електрична)
ПУЕ	– Правила улаштування електроустановок
РПН	– регулювання під навантаженням
СЕС	– сонячна електрична станція
СК	– синхронний компенсатор
СН	– середня напруга
СТК	– статичний тиристорний компенсатор
Т	– трансформатор
ТЕС	– теплова електрична станція
ТЕЦ	– теплофікаційна електрична станція

ВСТУП

У наш час в електроенергетичних системах (ЕЕС) є ціла низка складних наукомістких технологій, які застосовують для збільшення ефективності передавання електроенергії, проте ще більше технологій у цій галузі поки що не досягли належного рівня реалізації й вимагають як економічного, так і інтелектуального потенціалу для завершення.

До основних технологічних новацій в електроенергетиці належать:

- відновлювані джерела енергії на основі напівпровідникових інверторів;

- лінії електропередавання (HVDC) та вставки постійного струму, які мають знижені приблизно на 25 % втрати електроенергії, підвищену в 2...5 разів пропускну здатність, можливість точного керування потоком енергії;

- гнучкі системи передавання змінного струму (flexible alternating current transmission system, FACTS), які надають ряд переваг, збільшуючи ефективність передачі енергії завдяки підвищенню можливого навантаження ліній змінного струму на 20...40 %. Пристрої FACTS стабілізують напругу та регулюють фазу вектора напруги електричної мережі та усувають деякі обмеження безпеки, що перешкоджають операторам у збільшенні навантаження лінії, і сприяють підвищенню керованості режимів роботи ЕЕС, підвищенню ступеня компенсації зарядної потужності електричної мережі. З'являється можливість акумулювання електроенергії безпосередньо в електричній мережі з поверненням її в ЕЕС;

- комплектні розподільні пристрої з елегазовою ізоляцією (КРПЕ), які дозволяють суттєво знизити технологічну площу підстанції. Повітря всередині цього кожуха замінюється спеціальним інертним газом (SF_6 – елегаз), що дозволяє розміщувати компоненти електрообладнання ближче один до одного, не викликаючи ризику розряду. Поряд з мінімізацією розмірів обладнання, застосування елегазу, зважаючи на його специфічні фізико-хімічних властивості та герметичній конструкції обладнання, надає додаткові переваги: захист обслуговуючого персоналу від впливу електричних і магнітних полів; підвищена безпека обслуговування; відсутність атмосферних впливів на роботу ізоляції, контактних і конструкційних елементів; знижені рівні шуму при роботі обладнання; виключення радіоперешкод при експлуатації КРПЕ, більш висока сейсмостійкість.;

- надпровідники та кабелі (high-temperature superconductors, HTS), які за температури, близької до температури рідкого азоту, мають здатність передавати електроенергію з опором, наближеним до нуля;

- мікропроцесорні системи регіонального моніторингу (Wide Area Measurement Systems, WAMS), які надають операторам можливість більш точно спостерігати за станом мережі в реальному часі, знімаючи обмеження, обумовлені міркуванням стійкості роботи системи.

На теперішній час в мережі спостерігається ситуація, коли виробник може впливати на якість струму, напругу і частоту в значній мірі менше, ніж

споживач. За останні десятиліття значно зросло «забруднення» електроенергії зі сторони споживача із-за збільшення кількості підключень нелінійних електроприймачів до мережі електропостачання. Поява вищих гармонік та спотворення кривої синусоїдальної напруги нелінійними навантаженнями призводять до проблем як в мережі живлення, так і у приєднаних до неї установках. Ці та інші наслідки дії на мережу призводять до негативного впливу на роботу електроустаткування, аж до їх значного пошкодження.

У сучасних умовах електроенергетична галузь є найважливішою складовою життєдіяльності країни, в якій необхідно забезпечувати належний стан потужностей із виробництва, перетворення та розподілу електроенергії, виходячи з інтелекту, знань та кваліфікації інженерного персоналу. Завдання підготовки інженера, спроможного приймати самостійні творчі рішення під час проектування, конструювання і налагодження електроустаткування електричних мереж (ЕМ), є надзвичайно актуальною.

Предмет навчальної дисципліни покликаний прищеплювати знання і формувати навички у студентів з проектування технічних об'єктів, виконання техніко-економічних обґрунтувань інженерних рішень; застосовування сучасних методів аналізу і моделювання ЕМ різних класів номінальних напруг, що об'єднують такі об'єкти на паралельну роботу; обґрунтування вибору схем заміщення елементів електричних мереж; ефективного використання сучасних інтелектуальних, інформаційних комп'ютерно-інтегрованих технологій; розрахунок елементів схем заміщення. Метою дисципліни є формування у студентів уявлень про процеси передавання, перетворення, розподілу та споживання електричної енергії, конструктивне виконання та технологічне обладнання ЕМ, параметри елементів схем заміщення.

Завданням вивчення дисципліни «Електричні мережі» є глибоке оволодіння фізикою процесів передавання електричної енергії в ЕМ та системах, вільне та переконливе оперування аналізом технологічного процесу виробництва, передавання, перетворення та розподілу електричної енергії.

Практичне спрямування дисципліни «Електричні мережі» ґрунтується на реалізації вимог до підготовки кадрів, встановлених освітньо-кваліфікаційною характеристикою фахівця за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньої програми «Електричні системи та мережі», націлених на розв'язання основних передпроектних, технологічних, експлуатаційних, економічних і конструкторських задач, які виникають під час проектування та експлуатації ЕМ і систем різних класів номінальної напруги.

Технологічне спрямування дисципліни «Електричні мережі» має озброїти студента сучасними математичними засобами аналізу та синтезу структур і топології ЕМ, вибору схем заміщення елементів електричних мереж, знаннями новітніх методів, засобів і способів розрахунку параметрів схем заміщення. І впровадження у практику експлуатації засобів зниження технологічних втрат енергії на всіх ступенях ієрархії електричної системи.

Інженерне спрямування дисципліни «Електричні мережі» покликане прищепити студенту уміння і навички інженера-технолога, експлуатаційника, проектувальника і конструктора, які відповідають у повному обсязі їх виробничим функціям, тобто інженера, спроможного приймати самостійні творчі рішення під час проектування, конструювання і налагодження устаткування ЕМ. Ці навички й уміння дозволять молодому спеціалісту активно брати участь у рішенні проблем розрахунку режимів роботи ЕМ і систем, у синтезі оптимальних схем побудови конфігурації ЕМ, виборі оптимальних режимів роботи силового обладнання мережі та практичній роботі з ним.

Підручник містить матеріали лекцій дисципліни «Електричні мережі» за розділами: «Параметри електричних мереж», «Низьковольтні електричні мережі житлових будинків та квартир», «Високовольтні лінії електропередавання», «Схеми заміщення елементів електричних мереж», «Джерела електричної енергії», «Споживачі електричної енергії», «Втрати потужності та енергії в електричній мережі».

Після кожного підрозділу є контрольні запитання та завдання для перевірки засвоєння знань.

Підручник є другим виданням підручника «Електричні мережі та системи», яке викликане введенням в освітню програму «Електричні системи і мережі» дисципліни «Електричні мережі». Дисципліна «Електричні мережі та системи» є загальною для освітніх програм спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», а дисципліна «Електричні мережі» слугує для поглибленого вивчення електричних мереж та систем студентами освітньої програми «Електричні системи і мережі». В підручнику «Електричні мережі» розширено відомості про параметри електричних мереж та доповнено матеріалом по низьковольтних мережах житлових будинків та квартир.

Автор висловлює щире подяку директору Інституту електродинаміки НАН України, академіку НАН України, д-ру техн. наук, професору О. В. Кириленко, завідувачу кафедри електроенергетики та систем управління Національного університету «Львівська політехніка», д-ру техн. наук, професору, М. С. Сегеді за рецензування підручника.

РОЗДІЛ 1

ПАРАМЕТРИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

1.1 Основні задачі та поняття в області передавання електричної енергії

Будь-яка ЕЕС складається з електричних станцій (ЕС) для вироблення електричної енергії; мереж магістральних та районних ЛЕП для передавання електричної енергії на віддалену відстань; вузлових підстанцій для поєднання ліній передавання (ЛЕП) у складі ЕМ та перетворення електричної енергії між різними ступенями номінальної напруги; розподільних ЕМ для розподілу електричної енергії між споживачами та споживачів електричної енергії.

З техніко-економічних міркувань всі ЕС, розташовані в одному регіоні, з'єднуються між собою для паралельної роботи на загальне навантаження за допомогою ЛЕП різного класу напруги. Об'єднання характеризується спільністю режиму та неперервністю процесу виробництва, розподілу і споживання теплової та електричної енергії.

Енергетичною системою (енергосистемою) називають сукупність ЕС, електричних та теплових мереж, сполучених між собою і пов'язаних спільністю режиму в неперервному процесі виробництва, перетворення і розподілу електричної енергії та теплоти при загальному управлінні цим режимом (рис. 1.1).



Рис. 1.1. Структурна схема енергетичної системи: 1 – електрична станція; 2 – теплова частина електричної станції; 3 – електрична частина електричної станції; 4 – електрична мережа; 5 – споживачі електричної енергії; 6 – теплові мережі; 7 – споживачі теплової енергії

Енерговузлом називають сукупність об'єктів енергосистеми, що розташовані на обмеженій частині території та об'єднані спільною інфраструктурою.

Електроенергетичною (електричною) системою називають електричну частину енергосистеми, тобто сукупність електроустановок ЕС (без первинних двигунів) та ЕМ енергосистеми, і приймачів електричної енергії, які живляться від неї, поєднаних спільністю процесу виробництва, передавання, перетворення, розподілу і споживання електричної енергії (рис. 1.2).

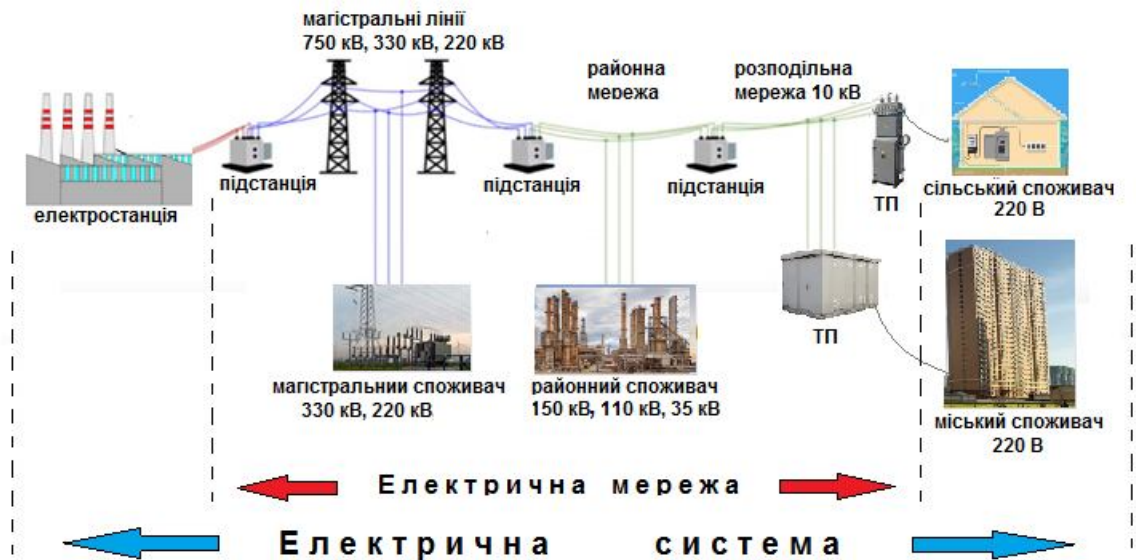


Рис. 1.2. Розмежування електричної системи

Приймачем електричної енергії (електроприймачем) називають апарат, агрегат, механізм, призначений для перетворення електричної енергії в інший вид енергії.

Споживачем електричної енергії називають електроприймач або групу електричних приймачів (ЕП), об'єднаних загальним технологічним процесом та розміщених на певній території.

Електричною мережею називають сукупність електроустановок для перетворення, передавання і розподілу електричної енергії, що складається з підстанцій, розподільних пристроїв, струмопроводів, повітряних і кабельних ЛЕП, які працюють на певній території.

Електричною підстанцією (ПС) називають електроустановку, призначену для приймання, перетворення та розподілу електричної енергії, яка складається із трансформаторів, розподільних пристроїв, пристроїв управління та інших допоміжних пристроїв.

Розподільним пристроєм називають електроустановку, призначену для приймання та розподілу електричної енергії на одному ступені номінальної напруги, яка містить комутаційні апарати, збірні шини, пристрої управління та захисту.

Лінією електропередавання називають електроустановку, призначену для передавання електричної енергії на віддалену відстань між двома пунктами електричної системи. Лінії електропередавання складаються із проводів та кабелів, ізолювальних елементів та несучих конструкцій.

Повітряна лінія (ПЛ) електропередавання – споруда для передавання електричної енергії проводами, розташованими просто неба і прикріпленими за допомогою ізолювальних конструкцій та арматури до опор або кронштейнів і стояків на інженерних спорудах (мостах, шляхопроводах тощо).

Кабельна лінія (КЛ) електропередавання – споруда для передавання електроенергії, що складається з одного або декількох паралельних кабелів із з'єднувальними, стопорними та кінцевими муфтами (закладення) і кріпильними деталями, а для маслонаповнених ліній, крім того, з підживлюючими апаратами і системою сигналізації тиску масла.

Лінії електропередавання напругою до 1000 В призначені для передавання та розподілу електроенергії на невеликі відстані у межах міст, селищ і сіл до введів у будинки або на підприємства. Ці лінії в містах часто бувають кабельними.

Лінії напругою 6...35 кВ використовують для передавання електроенергії від районних підстанцій до населених пунктів і підприємств на відстань 10...20 км.

Лінії напругою 110...330 кВ, а іноді й 500 кВ, призначені для передавання більших потужностей між ЕС та великими районними підстанціями для енергопостачання великих міст або промислових районів на відстань від 30 до 600 км.

Лінії напругою 500 кВ використовують для передавання потужності до 1000 МВт і служать для зв'язку різних енергетичних систем, що перебувають на відстані до 1200 км.

Лінії напругою 750 кВ призначені для передавання потужності 2000...2500 МВт на відстань до 2000 км.

Лінії ультрависокої напруги 1150 кВ змінного струму та 1500 кВ постійного струму для передавання надвеликих потужностей 4000...6000 МВт на відстань 2000...2500 км і більше.

Протяжна лінія змінного струму має бути забезпечена поздовжньою ємнісною компенсацією і шунтовими реакторами, а обмеження щодо стійкості не дозволяють використовувати лінію на її повну термічну пропускну здатність.

До ЛЕП висувають ряд вимог, обумовлених кінцевими завданнями ЕЕС: забезпечення безперебійного електропостачання споживачів електричною енергією відповідної якості за мінімальних витрат і мінімального екологічного впливу. У деяких випадках необхідно, щоб лінії мали значну пропускну здатність до 10 ГВт на ланцюг і більше. Сучасні ЛЕП освоєних класів напруг не забезпечують такої пропускну здатності.

На рис. 1.3 показано фрагмент схеми ЕМ в ЕЕС.

Вимоги великої пропускної здатності ставляться до ліній різного призначення, зокрема й до внутрісистемних зв'язків для можливості резервування та збільшення надійності електропостачання.

Основними способами підвищення пропускної здатності ЛЕП є збільшення їх напруги та застосування додаткових засобів компенсації. Виходячи із сучасних потреб у вітчизняній електроенергетиці створюються і освоюються ЛЕП надвисоких і ультрависоких класів напруг. В Україні успішно експлуатують ЛЕП змінного струму класу 750 кВ. У світі ведуть проектування ЛЕП постійного струму напругою 1500 кВ (± 750 кВ) і розробляють лінії класу 2200 кВ (± 1100 кВ).

Збільшення напруги ЛЕП – ефективний спосіб підвищення пропускної здатності, тому що її величина фактично прямо пропорційна квадрату напруги. Якщо натуральна потужність ЛЕП 750 кВ становить 2,0...2,2 ГВт, то – ЛЕП 1150 кВ вже 5...5,6 ГВт.

Сфери застосування електропередач постійного струму надвисокої напруги можна згрупувати в таких категоріях:

- дальні повітряні передачі над сушею материків;
- повністю кабельні передачі, зокрема морські підводні кабелі;
- міжсистемні зв'язки і статичні перетворювачі частоти;
- системи посилення стійкості енергосистеми.

Для цих сфер потрібні різні пристрої зв'язків постійного струму, які впливають як на лінійну частину, так і на перетворювальні підстанції.

Електроустановки ліній постійного струму. По суті, лінії працюють тільки з двома полюсами, які утворюють одне коло, однак можуть застосовуватися додаткові резервні проводи.

Можливе використання землі (чи моря) як одного з двох полюсів лінії або постійно, або в особливих ситуаціях. Два проводи, ізольовані на повну номінальну напругу постійного струму, дозволяють використовувати їх в біполярному режимі, із глухо заземленими середніми точками (через землю чи море) на передавальній і приймальній підстанціях. Обидва проводи несуть повне номінальне навантаження, а в разі аварії на одному з них електропередача може продовжувати працювати в уніполярному режимі з половиною потужністю завдяки можливості використання землі для повернення струму і, більш того, при паралельному включенні обох проводів (аварія на одному полюсі перетворювача).

Зауваження

Передавання електроенергії постійним струмом має свої особливості в порівнянні з передаванням електроенергії змінним струмом. Передавання електроенергії лініями постійного струму не пов'язано з хвильовими електромагнітними процесами, тому лінії постійного струму мають якісно інші параметри, ніж лінії змінного струму. Граничне значення потужності, яка може бути передана лінією постійного струму, обмежується тільки нагріванням проводів. Тому пропускна здатність лінії постійного струму набагато більша, ніж лінії змінного струму такої самої довжини і класу напруги. Лінії постійного струму використовуються за передавання електроенергії на значні відстані великої потужності, особливо, коли вони з'єднують незалежні енергосистеми.

Якщо є заборона щодо використання землі, для повернення струму одним із рішень може бути виконання з'єднання середніх точок проводом з легкою ізоляцією для передавання потужності в післяаварійних режимах. Цей провід може бути використаний як грозозахисний трос і, таким чином, опори біполярної ПЛ можуть бути використані також для підвішування проводів від підстанції до виносного робочого заземлення.

Нейтральний провід або система робочого заземлення, якщо вони служать тільки в післяаварійних режимах, можуть бути виконані лише для короткочасних навантажень. У процесі роботи перших черг електропередачі економічно виправдовується використання землі (моря) для тривалого пропускання повного робочого струму. Для збільшення пропускної здатності електропередачі вона може бути розширена з утворенням біполярної схеми.

Повітряна лінія постійного струму дешевша за лінію змінного струму за однієї й тієї ж пропускної здатності та однакових втрат (без урахування поздовжньої компенсації для лінії змінного струму), виходячи з:

- потреби в меншій кількості проводів, хоча сумарний перетин може бути тим самим;
- потреби в меншій кількості гірлянд ізоляторів;
- меншої ваги опор за тієї самої напруги.

Технологічними складовими енерговиробництва в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) в Україні є:

– Національна енергетична компанія (ПрАТ «НЕК «Укренерго») з вісьмома електроенергетичними системами ЕЕС (Центральна, Північна, Південна, Західна, Південно-Західна, Дніпровська, Донбаська, Кримська) і магістральними електричними мережами (МЕМ), які входять до її складу;

– Державне підприємство «Енергоринок» зі сторонами договору Оптового ринку (невід'ємною частиною договору є Правила Оптового ринку електричної енергії України, що визначають механізм функціонування Оптового ринку електричної енергії України, порядок розподілу навантажень між джерелами генерації, правила формування ринкової ціни на електричну енергію);

– енергогенерувальні компанії з ЕС тепловими, атомними, гідравлічними і вітровими (ТЕС, АЕС, ГЕС, ВЕС), які входять до їхнього складу;

– енергопостачальні компанії з ЕС, які входять до їх складу;

– теплові електроцентралі (ТЕЦ);

– магістральні теплові мережі з підключеними до них станціями теплопостачання, теплоцентралями, котельнями;

– джерела теплопостачання (ДТ);

– єдина централізована диспетчерська система оперативно-технологічного управління виробництвом, передаванням і розподілом електроенергії.

До технологічних ланок енергетичної галузі належать також проектні, будівельні, монтажні, налагоджувальні, ремонтні та інші спеціалізовані

організації незалежно від їх відомчої належності та форм власності, пов'язані з енерговиробництвом.

Технологічний процес підтримує черговий персонал, в якого наявна *оперативна документація* в обсязі, затвердженому технічним керівником енергооб'єкта.

Наприклад, для чергового підстанції з постійним чергуванням, диспетчера районної мережі:

- добова оперативна схема або мнемосхема (схема-макет);
- оперативний журнал;
- журнал заявок на виведення з роботи устаткування;
- журнал релейного захисту, автоматики та телемеханіки;
- карти уставок релейного захисту та автоматики;
- карти накладок і випробувальних блоків;
- журнал обліку роботи за нарядами і розпорядженнями;
- журнал дефектів і неполадок з устаткуванням;
- журнал розпоряджень.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Наведіть визначення енергетичної системи.*
2. *Наведіть визначення ЕЕС.*
3. *Наведіть визначення ЕМ.*
4. *Наведіть визначення електричної підстанції.*
5. *Наведіть визначення ЛЕП.*

ЛІТЕРАТУРА: [33, С. 10–16]; [16, С. 12–16]; [3, С. 10–12]; [5, С. 12–20]; [7, С. 7–9]; [19, С. 9–10]; [49, С. 5–6]; [50, С. 10–11]; [51, С. 6–10].

1.2 Номінальні напруги устаткування електричних систем

Номінальною називають електричну напругу, на яку розрахована нормальна робота устаткування з найбільшим економічним ефектом (рис. 1.4).

В ОЕС України виробництво та передавання електричної енергії здійснюють на різних рівнях номінальної напруги, значення яких залежать насамперед від потужності та відстані, на яку потрібно передати електроенергію. Із метою зменшення втрат електроенергії передавання її здійснюється з підвищенням рівня номінальної напруги.

Чинні нормативні документи (ДСТУ 21128-83 «Системи електропостачання, мережі, джерела, перетворювачі і приймачі електричної енергії. Номінальні напруги до 1000 В» та ДСТУ 721-77 «Системи електропостачання, мережі, джерела, перетворювачі та приймачі електричної енергії. Номінальні напруги понад 1000 В») регламентують шкалу номінальних напруг електроустаткування.

Для трифазних систем змінного струму нормуванню підлягають діючі значення лінійної напруги. Для низьковольтних електричних систем шкала номінальних напруг включає такі значення: 220, 380 і 660 В.

Для високовольтних електричних систем шкала номінальних напруг складається із такого ряду: 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, (400), 500, 750, 800 кВ.

Наведена шкала містить номінальну напругу 400 кВ, яка не нормується чинним стандартом, але є прийнятою для енергосистем Євросоюзу, з якими енергооб'єднання України має електричні зв'язки по ЛЕП саме цієї напруги.

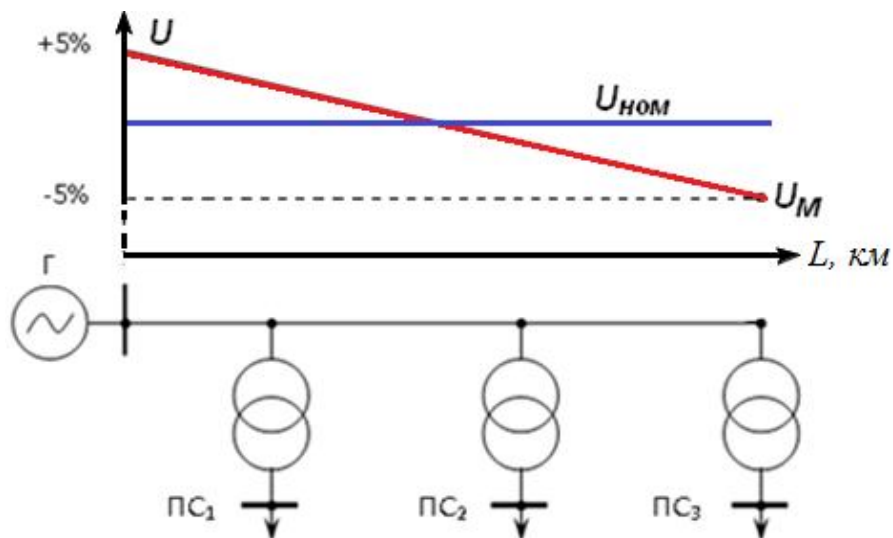


Рис. 1.4. Еюра розподілу напруги вдовж мережі, номінальна напруга

Для забезпечення номінальної напруги на затискачах споживачів електричної енергії з урахуванням падіння напруги в ЕМ номінальна напруга генераторів нормується на 5 % більше за номінальну напругу під'єднаної ЕМ.

Те саме стосується також вторинних обмоток трансформаторів, які виступають джерелом живлення (ДЖ) для підключеної мережі. Тут додатково слід враховувати падіння напруги в обмотках самих трансформаторів. Тому номінальні напруги вторинних обмоток трансформаторів нормуються на 10 % більше за номінальні напруги відповідних ЕМ.

Винятком є малопотужні трансформатори потужністю до 5600 кВ·А, для котрих падіння напруги в обмотках та на ділянках ЕМ несуттєві. Для таких трансформаторів номінальні напруги вторинних обмоток лише на 5 % перевищують номінальні напруги під'єднаних мереж.

Також винятку підлягають трансформатори надвисокої номінальної напруги (330 кВ та вище), для яких допускається підвищення напруги на 5 % за умовами роботи лінійної ізоляції. Для таких трансформаторів номінальні напруги вторинних обмоток також лише на 5 % перевищують номінальні напруги відповідних ЕМ.

Для первинних обмоток трансформаторів номінальні напруги збігаються із номінальними напругами мереж живлення або генераторів.

Значення номінальних напруг електричного устаткування наведено в табл. 1.1.

Збільшення номінальної напруги ЕМ дозволяє обмежити втрати енергії під час передавання електричної енергії. Справді, одну й ту саму електричну потужність можна передати на більш високій номінальній напрузі меншим струмом. Це відповідно до закону Джоуля–Ленца приводить до зменшення втрат потужності на передавання електричної енергії. Таким чином, збільшення номінальної напруги ЕМ дозволяє знизити втрати енергії та підвищити пропускну здатність ліній ЕМ. Між тим збільшення номінальної напруги пов'язане із суттєвим ускладненням, а отже, і здорожчанням устаткування ЕМ.

На сьогодні у складі ОЕС України паралельно функціонують ЕМ різних класів номінальної напруги і різного призначення

Таблиця 1.1. Номінальні напруги електричного устаткування*

Електричні мережі	Генератори	Трансформатори	
		Первинні обмотки	Вторинні обмотки
<i>Низьковольтні системи (напруга у вольтах)</i>			
220	230	220	230
380	400	380	400
660	690	660	690
<i>Високовольтні системи (напруга у кіловольтах)</i>			
3	3,15	3 (3,15)	3,15 (3,3)
6	6,3	6 (6,3)	6,3 (6,6)
10	10,5	10 (10,5)	10,5 (11)
20	21	20 (21)	21 (22)
35	36,75	35 (36,75)	38,5
110	–	110	121
150	–	150	165
220	–	220	242
330	–	330	347
500	–	500	525
750	–	750	787

* В дужках зазначені напруги для трансформаторів та автотрансформаторів, приєднаних безпосередньо до шин генераторної напруги електричних станцій або до виводів трансформаторів)

Номінальні напруги 6 та 10 кВ використовують для створення промислових, міських та сільських розподільних мереж. Тут найбільшого поширення набули мережі з номінальною напругою 10 кВ. Чинні нормативні документи не рекомендують використовувати номінальну напругу 6 кВ для створення нових розподільних мереж. Останнім часом наявні мережі напругою 6 кВ реконструюють та переводять на більш високу номінальну напругу 10 кВ та 20 кВ.

Зауваження

Мінімальні відстані до відкритих частин електроустановок під напругою

Напруга, кВ		Відстань від людей та інструментів і пристроїв, що використовуються ними, від тимчасових огорож, м	Відстань від механізмів та вантажопідіймних машин у робочому та транспортному положенні, від стропів, вантажозахоплювальних пристроїв та вантажів, м
До 1	На ПЛ	0,6	1,0
	В інших електроустановках	Не нормується (без дотику)	1,0
1...35		0,6	1,0
110		1,0	1,5
150		1,5	2,0
220		2,0	2,5
330		2,5	3,5
400, 500		3,5	4,5
750		5,0	6,0

Номінальну напругу 35 кВ широко використовують для створення центрів живлення сільських розподільних мереж. Останнім часом з цією метою часто використовують також номінальну напругу 110 кВ.

Номінальні напруги 110, 150 та 220 кВ використовують для створення районних розподільних ЕМ загального використання, а також для зовнішнього енергопостачання потужних споживачів. Номінальну напругу 150 кВ використовують лише в Дніпровській енергосистемі для організації видачі потужності Дніпровської ГЕС. Останнім часом для створення районних ЕМ використовують також номінальну напругу 330 кВ.

Номінальні напруги 330 кВ та вище використовують для створення системоутворювальних мереж магістральних ЛЕП для об'єднання на паралельну роботу регіональних енергосистем у складі енергооб'єднання.

Як свідчить досвід проектування та експлуатації ЕМ вищих класів номінальної напруги, підвищення номінальної напруги ЕМ з метою збільшення її пропускної здатності слід виконувати не на наступний рівень, а через один. Так, для ОЕС України економічно обґрунтована шкала номінальних напруг ЕМ має три класи: 110, 330 та 750 кВ.

Зауваження

Пропускна здатність ліній електропередавання напругою 6...35 кВ (ПЛ/КЛ)

Напруга лінії, кВ	Найбільша допустима потужність ЛЕП, МВт	Граничне значення довжини ЛЕП, км
10 (6)	2,1/4	5/0,35
20	7,5/12,5	8/0,25
35	9,3/19	20/0,25

Проектна максимально допустима потужність для ЛЕП 35 кВ и нижче визначається з врахуванням нормованої густини струму відповідно до даних наведених в таблиці

Пропускна здатність ліній електропередавання напругою 110...750 кВ

Напруга лінії, кВ	Натуральна потужність, МВт, при хвильовому опорі, Ом			Найбільша передавана потужність на одне коло, МВт	Найбільша довжина передачі, км
	400	300...315	250...275		
110	30	–	–	25...50	50...150
220	120	160	–	100...200	150...250
330	270	350	–	300...400	200...300
400	400	500	580	500...700	600...1000
500	600	–	900	700...900	800...1200
750	–	–	2100	1800...2200	1200...2000

Проектна максимально допустима потужність для ЛЕП 110 кВ и вище визначається як натуральна потужність ЛЕП з врахуванням обмеження по допустимому струмовому навантаженню, і дорівнює добутку натуральної потужності ЛЕП, відповідно до значень наведених в таблиці, на коефіцієнт зведення натуральної потужності ЛЕП, що приймається: на рівні 1 при номінальній напрузі 330 кВ и вище; 1,2 - при номінальній напрузі 220 кВ; 1,4 - при номінальній напрузі 110 кВ.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Наведіть шкалу номінальних напруг устаткування електричних систем.*
2. *Поясніть збільшення на 5 % номінальних напруг генераторів.*
3. *Поясніть збільшення на 5 % номінальних напруг первинних обмоток трансформаторів напругою до 20 кВ.*
4. *Поясніть збільшення на 10 % номінальних напруг вторинних обмоток трансформаторів. Які винятки є з цього положення?*
5. *Наведіть сфери використання номінальних напруг ЕМ.*
6. *Наведіть економічно обґрунтовану шкалу номінальних напруг ОЕС України. Поясніть скорочення шкали номінальних напруг.*

ЛІТЕРАТУРА: [33, С. 16–18]; [1, С. 19–22]; [3, С. 12–15]; [4, С. 7–10]; [8, С. 13–17]; [12, С. 20–25]; [49, С. 6–10]; [50, С. 54–56]; [51, С. 98–102].

1.3 Призначення електричних мереж

Головне призначення ЕМ полягає у передаванні та розподілі електричної енергії від ДЖ до споживачів.

Загалом ЕМ призначені для передавання електричної енергії на віддалені відстані від центрів генерації в райони енергоспоживання (загальна довжина ЛЕП напругою 220...750 кВ ПрАТ «НЕК «Укренерго» на 2019 р. становила 23 407,989 км). Втрати в мережах цього класу перебувають в межах від 10 до 15 %. Втрати в деяких енерговузлах розподільних мереж 6...35 кВ перебувають в межах 6...9 % загального споживання електроенергії в системі.

У табл. 1.2 наведено протяжність ЛЕП за класами напруг, а в табл. 1.3 – їх стан.

Таблиця 1.2. Довжина ліній електропередавання за класами напруг

Величина	Напруга, кВ				
	500...750	400	330	220	35...110
Довжина, км	4777,931	338,95	13533,652	3975,965	682,951

Таблиця 1.3. Стан ліній електропередавання ПрАТ «НЕК «Укренерго» на 2019 рік

Найменування	Всього протяжність (по ланцюгах), км	у тому числі по роках функціонування			
		з 30 до 40		40 і більше	
		Протяжність, км	% від загальної протяжності	Протяжність, км	% від загальної протяжності
Разом по НЕК:	23407,989	4608,59	19,69	16217,15	69,2864,7

Довжина повітряних ЛЕП напругою 6...150 кВ ОЕС України становить 374 978 км і має по колах значення: 150 кВ – 10 676,499 км; 110 кВ – 36 161,336 км; 35 кВ – 66 356,847 км (із них на дерев'яних опорах 509,279 км); 10 кВ – 247 910,35 км (з них на дерев'яних опорах 3285,508 км); 6 кВ – 19 128,713 км (з них на дерев'яних опорах 984,967 км). Також ЕМ призначені для об'єднання на паралельну роботу різних ЕС та споживачів електричної енергії в єдиній ОЕС (ОЕС України об'єднує 8 енергосистем – *північну, центральну, південну, західну, південно-західну, дніпровську, донбаську, кримську*; кількість підстанцій ПрАТ «НЕК «Укренерго» на 2019 р. становила 140¹, з них: 9 – 750 кВ, 2 – 500 кВ, 2 – 400 кВ, 88 – 330 кВ, 33 – 220 кВ, 6 – 110 кВ). На рис. 1.5 наведено карту-схему ОЕС України.

Об'єднання електричних систем на паралельну роботу підвищує надійність та економічність електропостачання, поліпшує якість електричної енергії. Загалом основні переваги об'єднання електричних систем на паралельну роботу полягає в такому:

1. Підвищення надійності електропостачання за рахунок резервування шляхів передавання електричної енергії від ДЖ до споживачів.

2. Зменшення сумарного максимуму навантаження електричної системи через незбіжність максимумів навантажень різних споживачів. Тут особливої уваги заслуговують довготний та широтний ефекти.

Довготний ефект полягає у зменшенні сумарного максимуму навантаження енергооб'єднання через незбіжність у часі максимумів навантажень окремих електричних систем, віддалених по довготі. Тут характерні добові перетікання електричної енергії зі сходу на захід або із заходу на схід відповідно до часу доби.

¹ <https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/tehnichna/#1534495362226-dd9231c9-1b9d3a1a-868f>

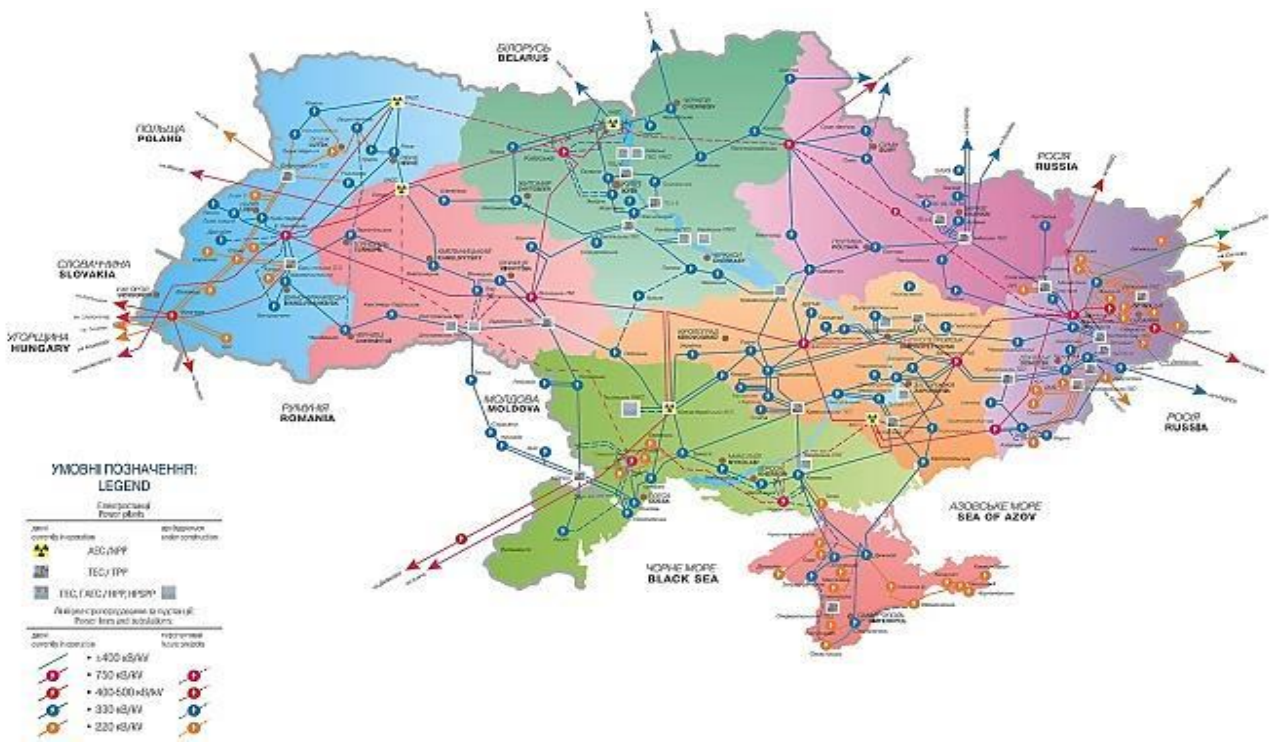


Рис. 1.5. Карта-схема ОЕС України

Широтний ефект полягає у зменшенні сумарного максимуму навантаження енергооб'єднання через незбіжність тривалості максимумів навантажень окремих електричних систем, віддалених по широті. Тут характерні сезонні перетікання електричної енергії із півночі на південь та із півдня на північ відповідно до пори року.

3. Зниження сумарного системного та необхідного аварійного резервів потужностей на ЕС за рахунок того, що резерв є загальним для всього енергооб'єднання.

4. Зниження собівартості електричної енергії за рахунок концентрації потужностей з використанням на ЕС агрегатів більшої потужності з найменшими витратами палива на виробництво одиниці електричної енергії.

5. Сумісна робота ЕС різних типів дозволяє організувати ефективне використання джерел енергії з більш дешевим паливом.

6. Взаємодопомогою пов'язаних енергосистем при несинхронних сезонних коливаннях навантаження або генерації потужності ЕС.

7. Збільшення гнучкості та маневреності електричної системи за рахунок вибору різних ДЖ, реконфігурації робочих схем.

У 2017 році 27 червня було підписано меморандум, що передбачав у 2023 році синхронізацію ОЕС України з ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). На 24 лютого 2022 року була намічена синхронізація після переведення ОЕС в ізолюваний режим. Незважаючи на військові дії, які розпочалися в цей день, 28 лютого 2022 р. влада України звернулася до ENTSO-E з проханням синхронізації ОЕС України з Європейською енергосистемою. І таким чином 16 березня 2022 року на рік

раніше запланованого відбулася одна з ключових подій української енергетики. Національна енергосистема об'єдналася з європейською мережею операторів системи передачі електроенергії ENTSO-E.

Установлена потужність Європейської енергосистема знаходиться на рівні 991,05 ГВт (2021 рік): теплові електростанції - 38,4%, атомні електростанції - 10,6 %, відновлювані джерела енергії - 51,0% (рис. 1.6).

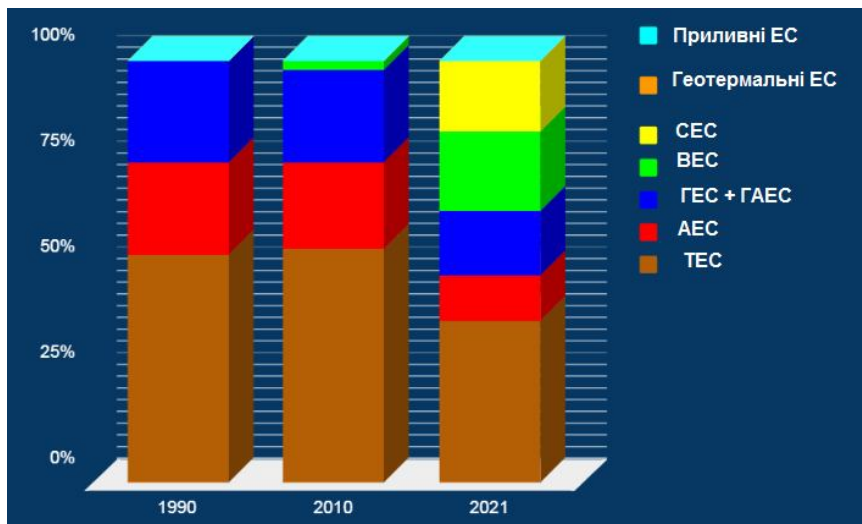


Рис. 1.6. Динаміка структури установленної потужності ENTSO-E по роках: 1990, 2010, 2021

ENTSO-E об'єднує 39 операторів у 35 країнах європейського континенту. Станом на 2021 р. у своїй структурі має 5 керуючих галузевих груп, які координують безпечну та оптимальну роботу мережі Європи в реальному часі (рис.1.7). ENTSO-E налічує 127 атомних реакторів в 14 країнах, які забезпечують 27 % генерації електроенергії.

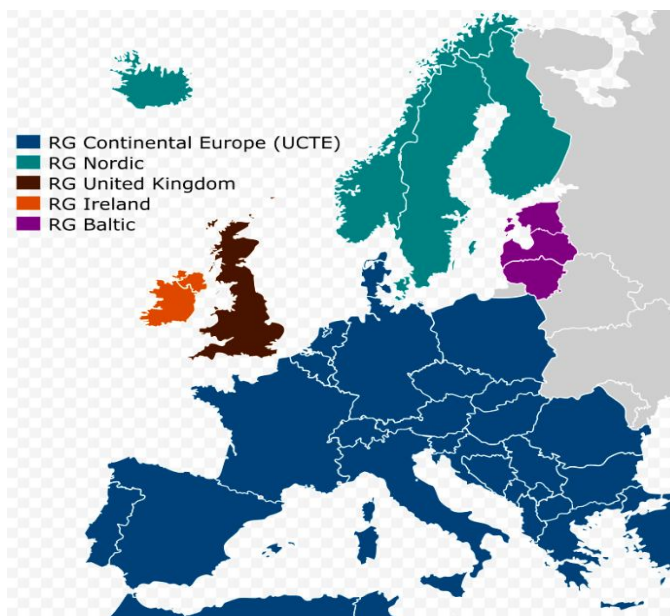


Рис. 1.7. Карта-схема ENTSO-E

Синхронізація з ENTSO-E забезпечить ОЕС України підвищення надійності електропостачання, живучості системи та надасть ряд додаткових можливостей конкурентоспроможності на ринку.

У разі аварійних ситуацій в енергетичній системі чи пошкодження енергетичної інфраструктури України, Україна зможе отримувати аварійну допомогу та постачання електроенергії із енергосистеми континентальної Європи. До приєднання України до енергосистеми континентальної Європи, енергосистема України була синхронізована із енергосистемами Білорусі, Молдови та Російської Федерації (установлена потужність приблизно 300 ГВт), та у відповідних випадках залежала від аварійної допомоги та постачання електроенергії із енергосистем відповідних країн.

Українські виробники електроенергії, які входять до об'єднаної енергетичної системи України, зможуть експортувати вироблену електроенергію на європейський ринок електроенергії після завершення певних організаційно-технічних заходів (зокрема, тестування стабільності синхронізованих енергосистем, збір статистичних даних тощо).

Український ринок електроенергії стане більш привабливим для іноземних інвесторів. Це зокрема пов'язано із тим, що вироблена в Україні електрична енергія в осяжній перспективі зможе реалізовуватися на європейському ринку електроенергії.

Збільшення частки відновлювальних джерел енергії на українському енергетичному ринку. Доступ до інфраструктурних та виробничих потужностей енергосистеми континентальної Європи надасть можливість пришвидшити темпи розвитку атомної та відновлювальної енергетики в Україні.

Важливим для ОЕС України є те, що 30 червня 2022 розпочався перший експорт електроенергії з України до Європи після синхронізації. За результатами щомісячної оцінки ENTSO-E впливу на європейську енергосистему, обсяги експорту поступово збільшувалися. З 30 липня експорт зріс вже в 2,5 рази від початкового – українська електроенергія постачалася в Румунію та Словаччину (по 125 МВт). Також Україна експортувала близько 210 МВт у Польщу. Ще 200 МВт експортувалося з України у Молдову.

З 15 травня 2023 року Україна почала комерційний експорт електроенергії в Польщу через відновлену лінію електропередавання від Хмельницької АЕС до польського Жешува, яка не використовувалася понад 30 років. Лінія має довжину 395 км, з них – 281 км проходить в Україні та 114 км у Польщі. Лінія сполучає підстанцію ХАЕС в Україні з підстанцією «Жешув» в населеному пункті Віделка біля Ряшева і являє собою одноланцюгову лінію змінного струму напругою 400 кВ з можливою максимальною проектною передачею потужності в 1000 МВт. Існуюча ЛЕП 750 кВ реконструйована з переведенням на напругу 400 кВ з живленням від ВРП 750 кВ через додатково встановлений автотрансформатор 750/400/15,75 кВ.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Сформулюйте головне та допоміжні призначення ЕМ.*
2. *Наведіть основні переваги об'єднання електричних систем на паралельну роботу.*
3. *Поясніть положення про підвищення надійності об'єднання електричних систем.*
4. *Поясніть положення про підвищення економічності об'єднання електричних систем.*
5. *Поясніть положення про підвищення якості електричної енергії унаслідок об'єднання електричних систем.*
6. *У чому полягає довготний ефект?*
7. *У чому полягає широтний ефект?*

ЛІТЕРАТУРА: [33, С. 19–20]; [7, С. 9–11]; [8, С. 23–24]; [20, С. 8–12]; [50, С. 15–16]; [51, С. 13–17].

1.4 Вимоги до електричних мереж

Конструктивне виконання ЕМ має забезпечувати:

- надійність та безперебійність електропостачання споживачів електричної енергії;
- нормовану якість електроенергії;
- зручність та безпеку експлуатації обладнання ЕМ;
- економічність ЕЕС;
- можливість подальшого розвитку без необхідності корінного переобладнання мережі.

Вимоги надійності електропостачання визначаються характером споживачів електроенергії. Відповідно до чинних нормативних документів споживачів електроенергії поділяють на три категорії.

До **першої категорії** відносять споживачів, переривання електропостачання яких пов'язане із загрозою життя людей, суттєвими економічними збитками, пошкодженням обладнання, масовим браком продукції, розладом складного технологічного процесу, порушенням особливо важливих елементів міського господарства².

В електропостачальних системах житлових, громадських, адміністративних і побутових будинків до електроприймачів І категорії можуть бути віднесені:

- у будинках понад 16 поверхів: протипожежні пристрої (пожежні насоси, системи підпирання повітря, димовидалення, пожежної сигналізації й оповіщення про пожежу), ліфти, евакуаційне та аварійне освітлення, вогні світлового огородження;

² ДБН В.2.5-23:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення

- у будинках лікувально-профілактичних установ: електроприймачі операційних і родильних блоків, відділення анестезіології, реанімації та інтенсивної терапії, кабінетів лапароскопії, бронхоскопії й ангіографії, протипожежних пристроїв та охоронної сигналізації, евакуаційного освітлення й лікарняних ліфтів;
- у будинках і приміщеннях підприємств громадського харчування: їдальні, кафе й ресторани з кількістю посадкових місць понад 500;
- у музеях та виставкових залах: комплекс електроприймачів музеїв і виставкових залів державного значення.

Зі складу електроприймачів першої категорії виділяють *особливу групу* ЕП, безперебійна робота яких необхідна для безаварійного припинення виробництва з метою запобігання загрози життя людей, вибухів, пожеж і пошкодження коштовного основного устаткування.

Для надійного електропостачання споживачів першої категорії необхідно забезпечити їх живлення не менш ніж від двох незалежних джерел. Відповідно до чинних норм переривання електропостачання споживачів першої категорії допустиме лише на час спрацювання автоматичного введення резервного живлення (АВР).

Для електропостачання особливої групи ЕП першої категорії слід передбачити додаткове живлення від третього незалежного ДЖ (спеціальні агрегати безперебійного живлення, дизель-генератори).

До *другої категорії* відносять споживачів, перерва в електропостачанні яких пов'язана з масовим недовипуском продукції, простоем робітників, механізмів та транспорту, порушенням нормальної діяльності значної кількості міських жителів.

В електропостачальних системах житлових, громадських, адміністративних і побутових будинків до електроприймачів II категорії можуть бути віднесені:

- електроприймачі в житлових будинках понад 5 і до 10 поверхів із плитами на газоподібному або твердому паливі та до 16 поверхів з електричними плитами;
- електроприймачі лікувально-профілактичних закладів, крім зазначених вище для I категорії;
- електроприймачі закладів освіти, виховання та підготовки кадрів.

Електропостачання споживачів другої категорії рекомендовано забезпечувати від двох незалежних ДЖ. Для ЕП другої категорії допустимі переривання в електропостачанні на час, необхідний для увімкнення резервного живлення діями чергового персоналу.

Третя категорія містить всі інші невідповідальні навантаження.

Для споживачів третьої категорії допустимі перерви електропостачання на час, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого обладнання ЕМ, але не більше однієї доби.

Національна комісія України, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг, приділяє особливу увагу показникам якості надання послуг з передавання та надійності постачання електроенергії (безперебійності), які характеризуються:

– індексом середньої тривалості відключень (*System Average Interruption Duration Index, SAIDI*) у мережі:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^m n_i \cdot T_i}{N_c},$$

де m – кількість ділянок мережі;
 n_i – кількість споживачів на i -й ділянці;
 T_i – час довгострокових перерв електропостачання споживачів i -ї ділянки за рік;
 N_c – загальна кількість споживачів;

– індексом середньої частоти відключень (*System Average Interruption Frequency Index, SAIFI*):

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^m n_i \cdot \lambda_i}{N_c},$$

де λ_i – інтенсивність відмов на i -й ділянці;
 – індексом розрахункового обсягу недовідпущеної електроенергії (енергія, що не обслуговується, energy not served, ENS), розраховують як суму добутків кількості точок комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання, на тривалість довгої перерви та на середнє споживання електроенергії на відповідному рівні напруги за формулою, тис. кВт·год,

$$ENS = \sum_{i=1}^k \frac{n_i^{Z_i} \cdot t_i \cdot Q^{Z_i}}{T},$$

де Z_i – ознака рівня напруги та відповідної території (Z_1 – 0,4 кВ, міський населений пункт, Z_2 – 0,4 кВ, сільський населений пункт, Z_3 – 6...20 кВ – міський населений пункт, Z_4 – 6...20 кВ, сільський населений пункт, Z_5 – 27,5...35 кВ, Z_6 – 110/154 кВ);
 i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i = 1, 2, 3, \dots k$;

- $n_i^{Z_i}$ – кількість точок комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання внаслідок i -ї довгої перерви, із Z_i ознакою рівня напруги та відповідної території, шт.;
- t_i – тривалість i -ї довгої перерви в електропостачанні, хв;
- Q^{Z_i} – середньомісячне споживання електричної енергії в попередньому році на одну точку комерційного обліку електричної енергії із Z_i ознакою рівня напруги та відповідної території, тис. кВт·год;
- T – звітний період часу (середньомісячний за рік), перерахований у хвиликах, $T = 43\ 800$;

– індексом середньої частоти коротких перерв в електропостачанні в системі (*Momentary Average Interruption Frequency Index, MAIFI*), який розраховують як відношення сумарної кількості відключених точок комерційного обліку електричної енергії протягом звітного періоду до загальної кількості точок комерційного обліку електричної енергії за формулою

$$MAIFI = \frac{\sum_{j=1}^r n_j}{n},$$

- де
- n_j – кількість точок комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання у результаті j -ї короткої перерви в електропостачанні, шт.;
 - r – кількість коротких перерв в електропостачанні протягом звітного періоду;
 - j – номер короткої перерви в електропостачанні, $j = 1, 2, 3, \dots, r$;
 - n – загальна кількість точок комерційного обліку електричної енергії, шт.

Найближчим часом ряд енергокомпаній ОЕС України планують перейти на стимулююче регулювання, для яких цільовий показник якості SAIDI для міської території встановлено 150 хв, для сільської – 300 хв. Аналіз показників якості компаній по всій Україні показує, що натеper показник SAIDI значно перевищує нормовані показники. Середня тривалість незапланованих перерв у електропостачанні споживачів в Україні в останні роки (2016 – 2020 рр.) становить від 690 до 756 хв, а в разі несприятливих умов – до декількох діб, тоді як в країнах Європи – до 104 хв. За 2021 рік середній індекс тривалості довгих перерв з вини енергокомпаній знизився з 756 до 584 хв.

У першому півріччі 2022 року середнє по Україні значення індексу SAIDI становило³:

– з вини енергокомпанії (внаслідок технологічних порушень у мережах компанії та запланованих без попередження споживачів перерв) – 242 хв, що на 3,4 % більше ніж SAIDI у аналогічному періоді попереднього року;

– внаслідок запланованих перерв з попередженням споживачів – 126 хв;

– внаслідок форс-мажорних обставин та вини інших осіб – 1034 хв, що на 546,3 % більше ніж SAIDI у аналогічному періоді попереднього року.

Щодо показника середньої кількості відключень одного споживача (SAIFI), то у першому півріччі 2022 року середнє по Україні значення індексу SAIFI становило:

– з вини компанії – 2,44, що на 10 % менше ніж SAIFI у аналогічному періоді попереднього року;

– внаслідок запланованих з попередженням споживачів перерв – 0,63;

– внаслідок форс-мажорних обставин та вини інших осіб – 1,30, що на 44,4% більше ніж SAIFI у аналогічному періоді минулого року.

Що стосується зарубіжних країн, то SAIFI у Південній Кореї складає – 0,45; Великобританії та Австрії – 0,75; США та Франції – 1,3; Іспанії та Італії – 2,7.

Якість електричної енергії регламентована в Україні діючим чинним стандартом ДСТУ 13109-97 «Норми якості електропостачання загального призначення».

Зуваження

Відповідно до положень пункту 11.4.6 глави 11.4 розділу XI Кодексу систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 310, параметри якості електроенергії в точках приєднання споживачів в нормальних умовах експлуатації мають відповідати параметрам, визначеним у ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності».

Відповідно до ДСТУ13109-97 та якість електричної енергії визначають такими показниками:

– відхилення напруги;

– коливання напруги;

– несинусоїдальність кривої напруги;

– несиметрія напруг;

– відхилення частоти;

– провал напруги;

– імпульсна напруга;

– тимчасова перенапруга.

Для визначення якості електроенергії встановлено два види норм якості: нормально допустимі та гранично допустимі.

³ https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Sfery_ElektroEnergiia/Monitoring_elektrto/Zvit_pokaznyky_yakosti-poslug_1kv_2022.pdf

Відхилення напруги (Brownout, Voltage Deviation) – це зміна амплітудного (діючого) значення напруги тривалістю понад 1 хв.

Відхилення напруги характеризують показником усталеного відхилення напруги. Нормально допустимі відхилення $\pm 5\%$ від номінальної напруги та гранично допустимі відхилення $\pm 10\%$ від номінальної напруги.

Відхилення напруги виникає зазвичай через зростання споживання електроенергії у певні періоди часу за обмеженої потужності джерела електроенергії або довгих ліній електроживлення. Можливі негативні наслідки: додаткові втрати потужності у стабілізаторах, скорочення терміну служби блоків живлення, збої у виконанні програм.

Відхилення напруги від номінальної призводить до негативних наслідків в роботі електроприймачів електричної енергії. Якщо світлодіодні лампи практично не змінюють світловий потік за значних відхилень напруги, то лампи розжарювання досить чутливі до зміни напруги. При зміні напруги лише на 1% потужність лампи змінюється на $1,5\%$, світловий потік на $3,5\%$, світлова віддача на $1,8\%$, термін функціонування на $12\ldots 13\%$. Люмінесцентні лампи менш чутливі до зміни напруги. При зміні напруги на 1% їх світловий потік змінюється на 1% , а світлова віддача на $0,5\%$. Проте при зниженні напруги на $6\ldots 7\%$ вони не випромінюють світловий потік, а при збільшенні напруги на $6\ldots 7\%$ перегріваються дроселі та інша допоміжна апаратура. Нагрівальні прилади (плити, праски, електропечі, електрокип'ятильники) відносно мало реагують на зміну напруги. Але потрібно враховувати те, що їх електрична потужність змінюється пропорційно квадрату напруги. Це означає, наприклад, що за зниження напруги на 10% від номінальної, електрична праска потужністю 1000 Вт розвиває потужність лише 810 Вт (81%). Також зниження напруги веде до зменшення потужності електродвигунів. Механічний момент на валу асинхронного електродвигуна змінюється пропорційно квадрату прикладеної напруги (наприклад, при нарузі 90% від номінальної момент обертання становитиме 81% від номінального). Тому при зниженні напруги нормально завантаженого двигуна він може зупинитися, а за підвищення – його ізоляція може бути пошкоджена.

Зауваження

Зникнення напруги (Power Failure, Loss of Voltage) – відсутність напруги в ЕМ протягом понад два періоди (40 мс). Наслідками зникнення напруги можуть бути: втрата, пошкодження даних на серверах і поточної інформації на робочих станціях, пошкодження файлової системи, порушення технологічного процесу, вихід з ладу апаратури.

Коливання напруги – це періодична (з певною частотою) або повторювана через довільні проміжки часу зміна амплітудного значення напруги тривалістю більше 1 хв.

Гранично допустимі характеристики коливання напруги визначають за спеціальними номограмами і методиками.

Несинусоїдальність напруги полягає у відхиленні форми кривої напруги від ідеальної синусоїди (рис. 1.8).

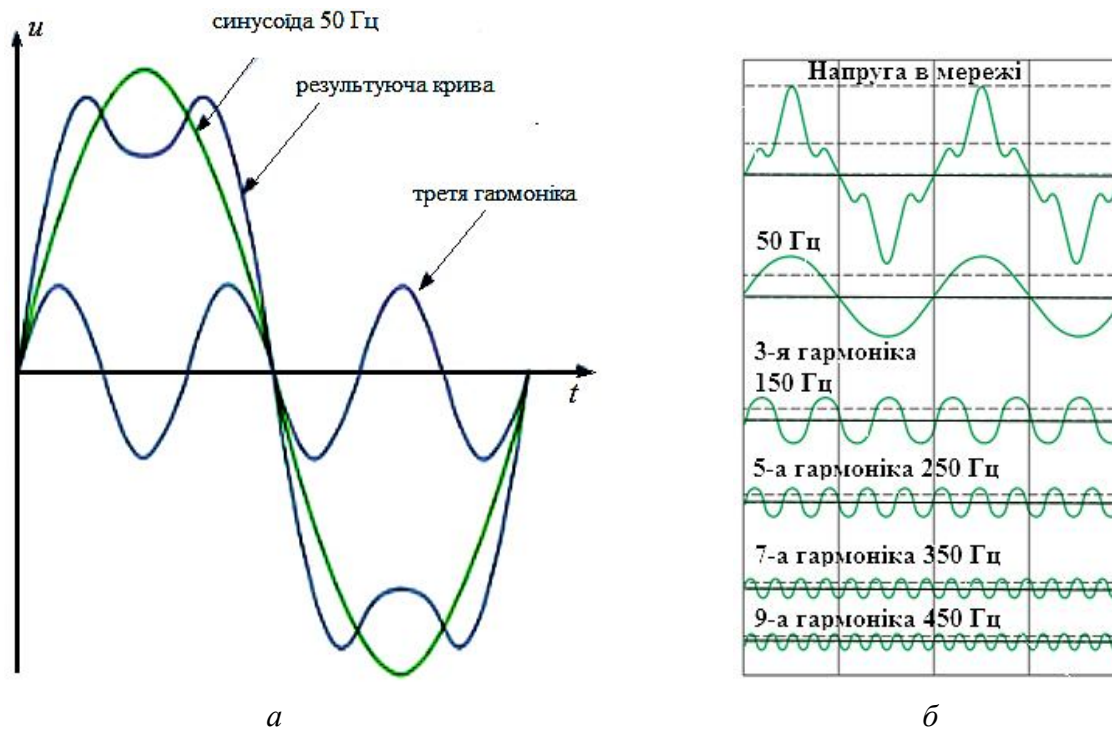


Рис. 1.8. Несинусоїдальність напруги: *а* – спотворена третьою гармонікою крива синусоїдальної напруги 50 Гц; *б* – спотворена 3, 5, 7, та 9 гармоніками крива синусоїдальної напруги 50 Гц

Несинусоїдальність напруги характеризують такими показниками:

- коефіцієнтом викривлення синусоїдальності форми кривої напруги;
- коефіцієнтами гармонічних складових напруги.

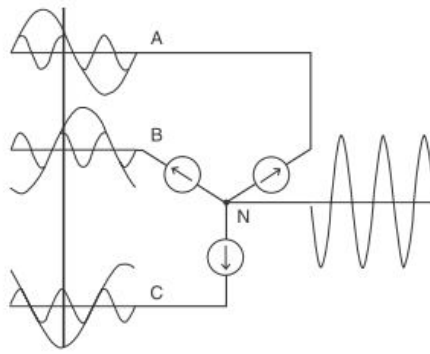
Нормально та гранично допустимі значення коефіцієнта викривлення синусоїдальності кривої напруги становлять:

- у мережах 0,4 кВ – 8,0 та 12 % відповідно;
- у мережах 6-20 кВ – 5,0 та 8,0 % відповідно;
- у мережах 35 кВ – 4,0 та 6,0 % відповідно;
- у мережах 110-330 кВ – 2,0 та 3,0 % відповідно.

Причиною несинусоїдальності є наявність споживачів з нелінійним навантаженням, таких як ДЖ комп'ютерів, тиристорні перетворювачі тощо. При цьому одночасно із спотворенням відбувається генерування вищих гармонік та значного потоку реактивної потужності у зовнішню ЕМ, що погіршує якість роботи інших споживачів електроенергії та вимагає використання пристроїв автоматичної компенсації реактивної потужності або інших пристроїв, що коригують форму вхідного струму.

Зауваження

Нелінійні навантаження, зокрема імпульсні ДЖ, генерують в мережу гармоніки, кратні третій. Баланс струмів основної гармоніки при симетричному навантаженні в системі дорівнює нулю, оскільки відбувається зсув фазних струмів на 120° . Струми гармонік у фазах збігаються, тому в нейтралі маємо їх трикратне значення, як показано на рисунку.



Гармоніки напруги та струму зумовлюють додаткові втрати в обмотках статора, в колах ротора, а також у сталі статора і ротора електричних машин. Втрати в провідниках статора і ротора під час цього більші, ніж ті, які спричинені омичним опором, внаслідок вихрових струмів та поверхневого ефекту.

В лініях електропередавання гармоніки струму зумовлюють додаткові втрати електроенергії і спотворення напруги. У кабельних лініях гармоніки напруги збільшують дію на діелектрик пропорційно до збільшення максимального значення їхньої амплітуди, а у повітряних лініях збільшують втрати на корону.

Гармоніки напруги в трансформаторах збільшують втрати на гістерезис, втрати, пов'язані з вихровими струмами в сталі та втрати в обмотках. Особливим чинником дії на потужні трансформатори є трикратні струми нульової послідовності, що циркулюють в обмотках, які з'єднані у трикутник.

У табл. 1.4 наведено допустимі дев'яностап'ятивідсоткові середньоквадратичні значення напруги кожної гармоніки, усереднені на десятихвилинному проміжку часу, для мереж низької напруги (НН) (6 кВ, 10 кВ).

Таблиця 1.4. Допустимі значення 95 %-х середньоквадратичних значень напруги гармонік

Непарні гармоніки				Парні гармоніки	
не кратні 3		кратні 3		порядок	відносна амплітуда, %
порядок	відносна амплітуда, %	порядок	відносна амплітуда, %		
5	6,0	3	5,0	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5	15	1,5	6...24	0,5
13	3,0	21	0,5	–	–
17	2,0	–	–	–	–
19	1,5	–	–	–	–
23	1,5	–	–	–	–
25	1,5	–	–	–	–

Несиметрія напруг полягає у відмінності векторів фазних напруг за модулем, а також за фазою на кути, які різняться від $\pm 120^\circ$.

Несиметрію напруг характеризують такими показниками:

- коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю;
- коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою послідовністю.

Нормально та гранично допустимі значення коефіцієнтів несиметрії напруги за зворотною та нульовою послідовностями становлять 2 % та 4 % відповідно.

Відхилення частоти полягає у відхиленні частоти змінного струму від номінального значення промислової частоти. Нормально та гранично допустимі значення відхилення частоти становлять $\pm 0,2$ Гц та $\pm 0,4$ Гц відповідно.

Якість електроенергії відповідає вимогам стандарту, якщо сумарна тривалість відхилень частоти від номінальної понад допустимі ± 200 мГц протягом доби не перевищує 5 % часу, а відхилень понад гранично допустимі ± 400 мГц немає зовсім. В енергосистемах 16 держав Центральної та Західної Європи, що входять до енергооб'єднання ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), усталене відхилення частоти від номінальної не має перевищувати ± 200 мГц. Ця вимога, серед інших, також поширюється на енергооб'єднання, що приєднуються до ENTSO-E, оскільки в разі їх об'єднання на паралельну роботу мають бути однаковими не лише середні значення, але і середньоквадратичні відхилення (дисперсії) частоти.

Провал напруги (Power Sag, Voltage Dip) – це раптове короткочасне (до 1 хв) зниження напруги у точці ЕМ нижче 0,9 номінальної напруги з наступним відновленням напруги до первинного або близького до нього значення.

Провал напруги характеризують тривалістю провалу напруги, для якого встановлено гранично допустиме значення 30 с (від десяти мілісекунд).

Причиною провалу напруги можуть бути: включення енергоємного обладнання, запуск потужних електродвигунів, робота зварювальних апаратів. Оскільки пусковий струм короткозамкнених асинхронних електродвигунів у 4...7,5 разів більший від їх номінального струму і тривалість пуску здебільшого не перевищує 10 с, то провали напруги, які виникають при цьому, для електродвигунів з легкими умовами пуску (початковий момент приводного механізму менший за $1/3 M_{дв}$, або дорівнює йому), у момент пуску, допускаються не нижче як на 30 % від номінальної напруги. На затискачах інших електродвигунів напруга повинна знижуватись не більш як на 20 %.

Можливі наслідки: «скидання» оперативної пам'яті; виникнення помилок, вихід з ладу апаратури, мерехтіння освітлення.

Імпульс напруги (High Voltage Spikes, Voltage Impulse) – це різка короткочасна (від десятків мікросекунд до декількох мілісекунд) зміна напруги в точці ЕМ з наступним відновленням напруги до первинного або близького до нього значення (рис. 1.9).



Рис. 1.9. Імпульси на синусоїдальній кривій напруги

Імпульс напруги характеризують показником імпульсної напруги. Значення імпульсних напруг для грозових та комутаційних імпульсів визначають за спеціальними методиками.

Причиною імпульсу напруги, тобто короткочасного перевищення напруги понад 110 % від номінального значення тривалістю 10...50 мкс (з часом фронту імпульсу 1...10 мкс), за амплітуди імпульсів перенапруги до 6000 В та вище можуть бути удари блискавок, розряди статичної електрики. Такі високовольтні імпульси з дуже крутим переднім фронтом без перешкод минають захисні фільтри блоків живлення ПЕОМ і, потрапляючи в ланки системних плат, викликають скидання оперативної пам'яті та вихід з ладу мікросхем. Для мереж класів напруг допустимі комутаційні імпульси напруги становлять: 0,38 кВ – 4,5 кВ; 6 кВ – 27 кВ; 10 кВ – 43 кВ; 35 кВ – 148 кВ; 110 кВ – 363 кВ.

Тимчасова перенапряга (Switching Transient, Power Surge, Over Voltage) – це збільшення напруги в точці ЕМ більше ніж на 10 % від номінальної напруги тривалістю понад 10 мс до декількох десятків секунд, яке виникає в системах електропостачання унаслідок комутацій або коротких замикань (КЗ).

При цьому амплітуда імпульсів перенапруги може досягати величин 4500 В. Причиною їх появи є комутаційні процеси потужнострумів ланцюгів електропостачання, іскріння комутаційних апаратів. Можливі наслідки: скидання оперативної пам'яті та вихід з ладу мікросхем.

Причиною виникнення перенапруг може бути відключення енергоємного обладнання. Можливі наслідки: скидання оперативної пам'яті; виникнення помилок, вихід з ладу апаратури, мерехтіння освітлення.

Тимчасову перенапрягу характеризують показником коефіцієнта тимчасової перенапруги, значення якого визначають за спеціальною методикою.

Електромагнітна перешкода (Electrical Line Noise) – виникнення у мережі височастотних імпульсів, що накладаються на синусоїдальну форму напруги. Основними причинами виникнення електромагнітних перешкод є робота потужних електродвигунів, перемикання релейної апаратури і силової комутаційної електроніки, мовлення суміжних станцій, магнітні бурі. Можливі наслідки – виникнення помилок, скидання оперативної пам'яті, «зависання» операційної системи, вихід з ладу накопичувачів на жорстких дисках.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Наведіть основні вимоги до мереж електричних систем.*
2. *У чому полягає забезпечення надійності та безперебійності електропостачання споживачів?*
3. *Якими документом та показниками регламентується якість електричної енергії?*
4. *Яких споживачів відносять до першої категорії?*

5. *Яких споживачів відносять до особливої групи першої категорії?*
6. *Яких споживачів відносять до другої категорії?*
7. *Яких споживачів відносять до третьої категорії?*
8. *Наведіть характеристику показників якості електричної енергії.*
9. *Назвіть показники якості електричної енергії.*

ЛІТЕРАТУРА: [33, С. 21–27]; [2, С. 77–113]; [1, С. 56–60]; [6, С. 17–18]; [16, С. 12–16]; [7, С. 13–15, 27–29]; [8, С. 17–23, 26–29]; [19, С. 295–302]; [20, С. 19–20]; [50, С. 53].

1.5 Класифікація електричних мереж

Сучасні ЕМ являють собою складні технічні системи. Складність таких систем не дозволяє визначити єдиний підхід до їх класифікації. На сьогодні найчастіше використовують класифікацію ЕМ за такими ознаками:

I. За родом електричного струму:

- 1) системи постійного струму;
- 2) системи змінного струму: промислової частоти (50 Гц, у деяких країнах – 60 Гц); інші (наприклад, бортові електричні системи кораблів та літаків працюють на частоті 400 Гц);
- 3) системи імпульсного струму.

II. За способом організації живлення споживачів:

- 1) однофазні;
- 2) трифазні – трьох провідні; чотирьох провідні; п'яти провідні.
- 3) багатофазні.

III. За номінальною напругою:

- 1) низьковольтні (до 1кВ);
- 2) високовольтні (більше 1 кВ): середньої напруги (до 35 кВ); високої напруги (110...220 кВ); надвисокої напруги (330 кВ...1000 кВ); ультрависокої напруги (вище 1000 кВ).

IV. За режимом роботи нейтралі:

- 1) мережі із глухо заземленою нейтраллю;
- 2) мережі із компенсованою нейтраллю;
- 3) мережі з ефективно заземленою нейтраллю;
- 4) мережі з ізолюваною нейтраллю;
- 5) мережі з резистивним заземлення нейтралі.

V. За призначенням:

- 1) розподільні (місцеві) ЕМ (міські, промислових підприємств, сільські) обслуговують невеликі райони з відносно малою щільністю навантаження радіусом дії до 15...20 км з номінальною напругою до 35 кВ, інколи – до 110 кВ;

2) районні ЕМ забезпечують живлення споживачів великих районів. Такі мережі працюють з номінальною напругою 110...220 кВ, інколи 330 кВ;

3) магістральні (системоутворюючі) ЕМ для об'єднання районних ЕМ у складі регіональних енергосистем на паралельну роботу в енергооб'єднання (ОЕС України). Такі мережі містять ЛЕП з номінальною напругою 330 кВ та 750 кВ і частково 220 кВ.

Зауваження

Слід зазначити, що є також умовна класифікація мереж на магістральні, районні та розподільні. У міру зростання щільності навантажень, потужності енергосистем та охоплення території ЕМ росте напруга розподільної мережі. Це означає, що основні мережі (магістральні, районні), що виконують функції системоутворюючих, з появою в енергосистемах мереж більш ВН поступово «передають» їм ці функції, перетворюючись на розподільні. Розподільні мережі загального призначення завжди будують за ступінчастим принципом, послідовно «накладаючи» електромережі декількох напруг. При цьому поява наступного ступеня напруги пов'язана зі зростанням потужності ЕС і доцільністю розподілу енергії на більш високій напрузі. Перетворення мережі на розподільну приводить до скорочення довжини повітряних ліній (ПЛ) (за рахунок приєднання до мережі нових підстанцій), а також до зміни функцій окремих ПЛ, зміни величин і напрямків потоків потужності по ПЛ.

На сьогодні роль основних мереж, призначених для видачі потужності ЕС і міжсистемних зв'язків, виконують мережі 220, 330, 400, 500, 750 і 800 кВ; першим ступенем розподільної мережі загального користування є мережі 220, 330 і 500 кВ, другим ступенем – 110 і 220 кВ; потім електроенергія розподіляється розподільною мережею третього ступеня електропостачання за характером окремих споживачів (сільська 35, 10...0,4 кВ, міська 110 – 20, 10...0,4 кВ, промислових підприємств 110 (150) – 10 (6)...0,4 кВ.

VI. За характером споживачів:

- 1) ЕМ промислових підприємств;
- 2) міські ЕМ;
- 3) ЕМ залізничного транспорту;
- 4) сільські ЕМ.

VII. За конфігурацією:

- 1) розімкнені (рис. 1.10): магістральні; радіальні;
- 2) замкнені (рис. 1.11).

VIII. За довжиною:

- 1) Короткі (до 80 км);
- 2) Середні (80...300 км);
- 3) Довгі (більше 300 км).

IX. За режимом роботи:

- 1) автономні;
- 2) об'єднанні.

X. За конструктивним виконанням:

- 1) ЕМ повітряних ЛЕП;
- 2) ЕМ кабельних ЛЕП;
- 3) мережі внутрішніх електричних провідок.

Лінією живлення називають лінію, якою передається електрична енергія до розподільного пункту або підстанції від центру живлення без розподілу електроенергії по її довжині.

Розподільною лінією вважають лінію, яка живить ряд трансформаторних підстанцій або вводи до електроустановок споживачів.

До *розімкнених* відносять мережі, утворені лініями, навантаження яких можуть отримувати енергію тільки з одного боку.

Радіальною називається електрична мережа, у якій кожний споживач забезпечується електроенергією окремою лінією.

Радіальною мережею із розподіленням навантаженням називається мережа, у якій кожний споживач забезпечується електроенергією окремими лініями (відпайками), що приєднані до однієї, спільної для усіх лінії.

Зауваження

Радіальні мережі, навіть найбільш дешеві, стали надзвичайно поширеними на першому етапі розвитку електрифікації. Мережі цього типу проектують для невеликих навантажень споживачів і можливостей їх резервування по мережі вторинної напруги; при цьому має бути вирішено, в якому напрямі планується розвиток мережі. Проектують і подвійні радіальні мережі, в яких за рахунок дублювання лінії (на одних або різних опорах) здійснюється двостороннє живлення споживачів. У замкненій кільцевій мережі, яка приєднується до однієї з підстанцій ВН або ЕС, відбувається незалежність потоків в вітті від потоків у мережі ВН, що особливо важливо для роботи в післяаварійних режимах. Можливість застосовувати простіші пристрої релейного захисту і автоматики, як правило, нижча рівнів струму КЗ. У замкненій мережі із двостороннім живленням, яка підключена до двох підстанцій ВН або ЕС, перевагою є велика надійність (два ДЖ) і менша вартість, оскільки зазвичай сумарна довжина ліній за цією схемою менша, ніж у замкненій кільцевій мережі. Складнозамкнена мережа – це багатоконтурна мережа з більш ніж двократним підключенням підстанцій. Створення такої мережі зазвичай визначається необхідністю організації вузлових точок (із приєднанням більше двох ліній) або за умовами надійності живлення приєднаних підстанцій, або за умовами мінімізації протяжності ліній, які споруджують для приєднання нових підстанцій. Багатоконтурну мережу створюють, найчастіше, поступово, розвиваючи простіші схеми мережі. Її істотними недоліками є труднощі забезпечення оптимального режиму і значні рівні струмів КЗ у вузлових точках.

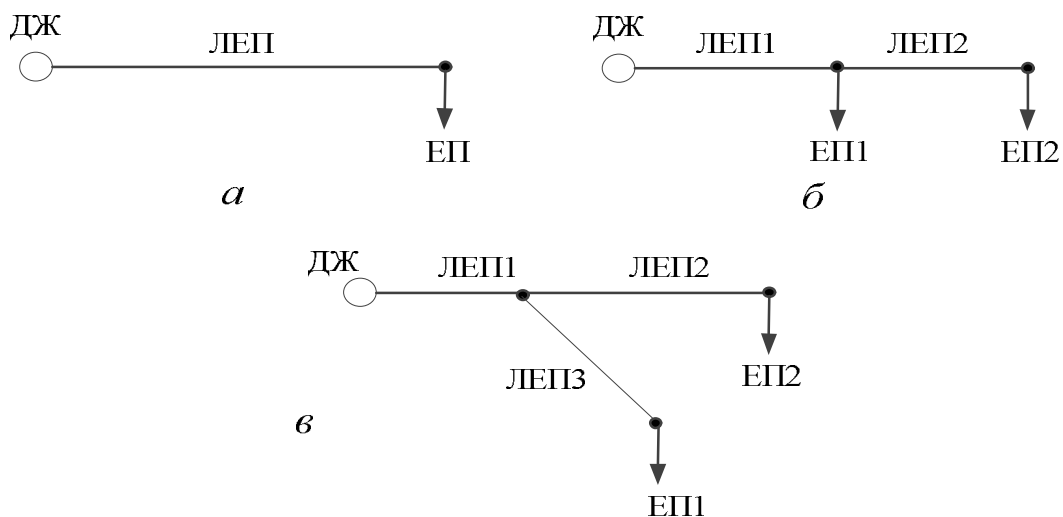


Рис. 1.10. Розімкнені мережі: *а* – радіальна; *б* – магістральна; *в* – магістральна з відгалуженням (відпайками)

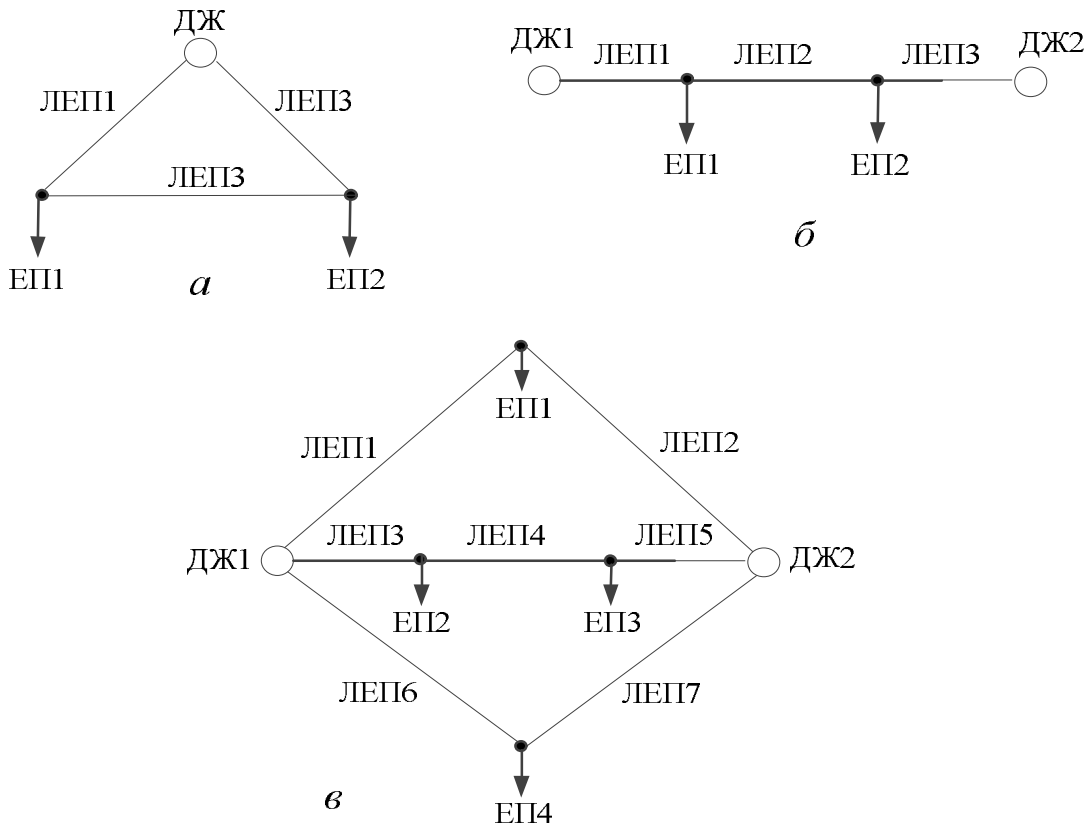


Рис. 1.11. Замкнені мережі: *а* – кільцева; *б* – із двостороннім живленням; *в* – складнозамкнена

Магістральною називається електрична мережа, у якій декілька груп споживачів електричної енергії отримують живлення від джерела по одній лінії (магістралі) через вузлові точки (розподільні пункти або знижувальні підстанції).

Замкненими називають такі мережі, по яких можна здійснити електропостачання споживачів не менше ніж із двох сторін. Характерними формами замкнених мереж є кільцеві мережі, а також мережі та окремі електропередачі із двостороннім живленням. Джерелами живлення останніх можуть бути або ЕС, або шини підстанцій, у свою чергу, пов'язані мережею з електростанціями системи.

Стан системи в будь-який момент часу або фактично на деякому інтервалі часу називають *режимом системи* (відповідний термін застосовують до ЕМ).

Режим системи характеризується показниками, які називають *параметрами режиму*, до них належать: частота, активна й реактивна потужності в елементах системи та напруги у споживачів і в різних точках мережі, величини струмів і кутів розбіжності векторів електрорушійної сили (ЕРС) і напруги.

Розрізняють три основні види режимів електричних систем:

– нормальний усталений режим, щодо до якого проектують ЕМ і визначають її техніко-економічні характеристики;

– післяаварійний усталений режим, який настає після аварійного відключення якого-небудь елемента мережі або ряду елементів (у цьому режимі система і, відповідно, мережа можуть працювати з дещо погіршеними техніко-економічними характеристиками);

– перехідний режим, під час якого система переходить від одного стану усталеного режиму до іншого.

Будь-який режим складається з багатьох різних процесів.

Треба розрізняти параметри режиму і параметри мережі. Параметри режиму ЕМ пов'язані між собою певними залежностями, в які входять деякі коефіцієнти, що залежать від фізичних властивостей елементів мережі, від способу з'єднання цих елементів між собою, а також від деяких припущень розрахункового характеру. Наприклад, струм на ділянці лінії передавання визначається залежністю $I = \frac{U_1 - U_2}{Z_{\text{л}}}$, де U_1 , U_2 та I – параметри режиму; $Z_{\text{л}}$ – опір певної ділянки системи (лінії), є одним із параметрів мережі.

Деякі параметри мережі залежать від характеру змін її режиму, тому ЕМ, по суті, є нелінійною системою. Однак у багатьох практичних завданнях параметри мережі можна вважати незмінними, а мережу – лінійною.

Інший вид нелінійності досліджуваної мережі обумовлений характером співвідношень між параметрами її режиму. Так, потужність, як відомо, пов'язана квадратичною залежністю з напругою. Нелінійність такого виду в більшості випадків так чи інакше доводиться враховувати.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Наведіть класифікацію ЕМ за ознаками.*
2. *Наведіть основні підходи до класифікації ЕМ та систем.*
3. *Охарактеризуйте підходи до класифікації ЕМ та систем.*
4. *Дайте визначення лінії живлення.*
5. *Дайте визначення розподільної лінії.*
6. *Які показники належать до параметрів режиму?*

ЛІТЕРАТУРА: [5, С. 15–20]; [33, С. 12–16]; [6, С. 18–21]; [7, С. 15–18]; [8, С. 3–26]; [19, С. 11–13]; [20, С. 14–17]; [49, С. 10–13]; [50, С. 53–65]; [51, С. 17–19]; [52, С. 10–13].

1.6 Режими роботи нейтралі електричної мережі до 1000 В

В електричній системі «нейтраль» (нейтральна точка) – це спільна точка з'єднаної «в зірку» багатофазної системи. Тобто нейтраль трифазного трансформатора – це точка з'єднання фазних обмоток по схемі «трьохпроменева зірка», потенціал якої дорівнює нулю, а потенціал між кінцями обмоток дорівнює лінійному значенню напруги.

Спосіб заземлення нейтралі трансформатора живлення є досить важливою характеристикою ЕМ. Він визначає:

- струм у місці ушкодження і перенапругу на неушкоджених фазах під час однофазного замикання;
- схему побудови релейного захисту від замикань на землю;
- рівень ізоляції електроустаткування;
- вибір апаратів для захисту від грозових і комутаційних перенапруг (обмежувачів перенапруг);
- безперебійність електропостачання;
- допустимий опір контура заземлення підстанції;
- безпека персоналу та електроустаткування під час однофазних замикань.

Нейтралі трансформаторів та іншого устаткування трифазних ЕМ можуть бути ізольованими від землі, глухо заземленими або заземленими через дугогасні реактори.

Зауваження

Заземлення – це виконання електричного з'єднання між визначеною точкою системи, установки або обладнання з заземлюючим пристроєм, який перебуває в електричному контакті із землею.

Відповідно до способу з'єднання нейтралі трансформаторів та іншого устаткування із землею розрізняють чотири класи ЕМ:

- мережі з ізольованою нейтраллю;
- мережі із глухо заземленою нейтраллю;
- мережі з компенсованою нейтраллю (резонансне заземлення або заземлення через котушку Петерсена);
- мережі з ефективно заземленою нейтраллю;
- мережі з резистивним заземлення нейтралі.

У мережах з ізольованою нейтраллю електроустановки не мають зв'язку із землею. У мережах з компенсованою нейтраллю є зв'язок через дугогасну котушку. У мережах із глухо заземленою нейтраллю – безпосередній зв'язок із землею. У мережах з ефективно заземленою нейтраллю частина нейтралі трансформаторів заземлена, частина – не заземлена (у нейтраль включено роз'єднувач і розрядник).

У низьковольтних ЕМ напругою до 1000 В режим роботи нейтралі обирають виходячи з міркувань безпеки експлуатації електротехнічного устаткування. Такі мережі експлуатують із глухо заземленою або, в особливих випадках, з ізольованою нейтраллю.

Серед низьковольтних ЕМ найбільшого поширення набули чотирипровідні мережі з номінальною напругою 0,4 кВ (рис. 1.12). Нормативні документи регламентують експлуатацію таких мереж із глухо заземленою нейтраллю.

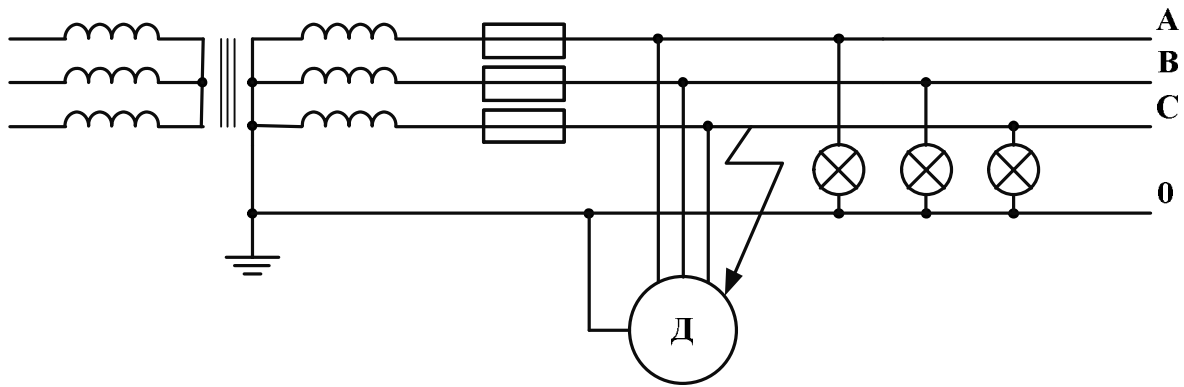


Рис. 1.12. Схема низьковольтної мережі із глухозаземленою нейтраллю

У мережах із глухо заземленою нейтраллю корпуси електроустаткування мають гальванічний (металевий) зв'язок із заземленою нейтраллю. Це гарантує безпеку експлуатації устаткування, оскільки у разі КЗ фази на корпус потенціал корпусу, до якого може торкнутися людина, залишається близьким до нуля. Разом із цим струм пошкодженої фази різко зростає і його вимикає запобіжник або автоматичний вимикач. Напруги непошкоджених фаз при цьому не перевищують фазної напруги.

Зауваження

Відповідно до ПУЕ для електроустановок напругою до 1 кВ із глухозаземленою нейтраллю джерела живлення та приєднанням відкритих провідних частин до глухозаземленої нейтралі джерела за допомогою нульових захисних провідників час автоматичного відключення не повинен перевищувати: за номінальної напруги 127 В – 0,8 с; 220 В – 0,4 с; 380 В – 0,2 с; більше 380 В – 0,1 с.

Стандарт ІЕС 60364-1 поділяє розподільні мережі до 1000 В залежно від конфігурації струмопровідних ліній з нульовим (нейтральним) провідником і типами систем заземлення включно. Для організації штучного заземлення стандарт передбачає п'ять систем: TN-C, TN-S, TN-C-S, TT, TI.

Зауваження

У системах заземлення використовують такі скорочення (МЭК 364-3-93): **Перша буква: Т** (від лат. *terra* – земля) – безпосереднє приєднання однієї точки струмовідних частин ДЖ до заземлювального пристрою, **І** (*isolate* – ізолюваний) – ізолювана нейтраль. **Друга буква – N** (*neutral* – нейтраль) – безпосередній зв'язок відкритих провідних частин електроустановки з точкою заземлення ДЖ через PEN- або PE-провідник (*PE* – *protective earthing*, захисне заземлення) – захисний провідник в електроустановках напругою до 1 кВ, **Т** (*terra* – земля) – відкриті провідні частини заземлені незалежно від ставлення до землі нейтралі ДЖ або якої-небудь точки живильної мережі. **Третя буква – С** (*combine*) – об'єднання нульового провідника і провідника захисного заземлення, **S** (*separated*) – розділення нульового провідника і провідника захисного заземлення.

Вважають, що системи TN, IT та TT у разі належного дотримання правил монтажу і експлуатації, еквівалентні щодо захисту людини від ураження електричним струмом. Ту чи іншу систему обирають за сукупністю ряду факторів, основними з яких є такі: тип приміщень, в яких розміщено електроустановку, і наявність у них вибухонебезпечних і пожежонебезпечних зон; безперервність живлення; електромагнітна сумісність електрообладнання; умови експлуатації.

Опір заземлювача, до якого безпосередньо приєднують нейтраль джерела трифазного струму або виводи джерела однофазного струму, має бути не більше ніж 15, 30 і 60 Ом відповідно для лінійних напруг 660, 380 і 220 В джерела трифазного струму або 380, 220 і 127 В – джерела однофазного струму.

У схемах систем заземлення прийняті такі умовні позначення:

- L1, L2, L3 (А, В, С) – провідники відповідно жовтого, зеленого та червоного кольорів, до яких підключено відповідну фазу ДЖ. В однофазних системах їх позначають літерою L;
- N – робочий нуль ДЖ (нульовий провідник);
- PE – захисний нуль: він же заземлювальний провідник, з'єднаний із заземлювачем;
- PEN (нуль) – провідник, який поєднує робочий нуль і захисне заземлення.

На рис.1.13 наведено структуру системи заземлення TN із глухозаземленою нейтраллю.

Системою заземлення TN-C обладнано переважну більшість житлового фонду України, побудованого за часів СРСР. Це не означає, що всі ці об'єкти побудовано з порушеннями санітарних норм і правил (СніП) – у ті часи стандарти (включаючи ПУЕ) були іншими. В ідеалі треба було б переоснастити всі мережі до стандарту TN-S, але такий захід вимагає величезних капіталовкладень. Окрім цього, прокладання додаткових ліній «землі» від підстанцій живлення не завжди можливе технічно. Це означає, що в деяких місцях доведеться замінювати всю мережу силових кабелів.

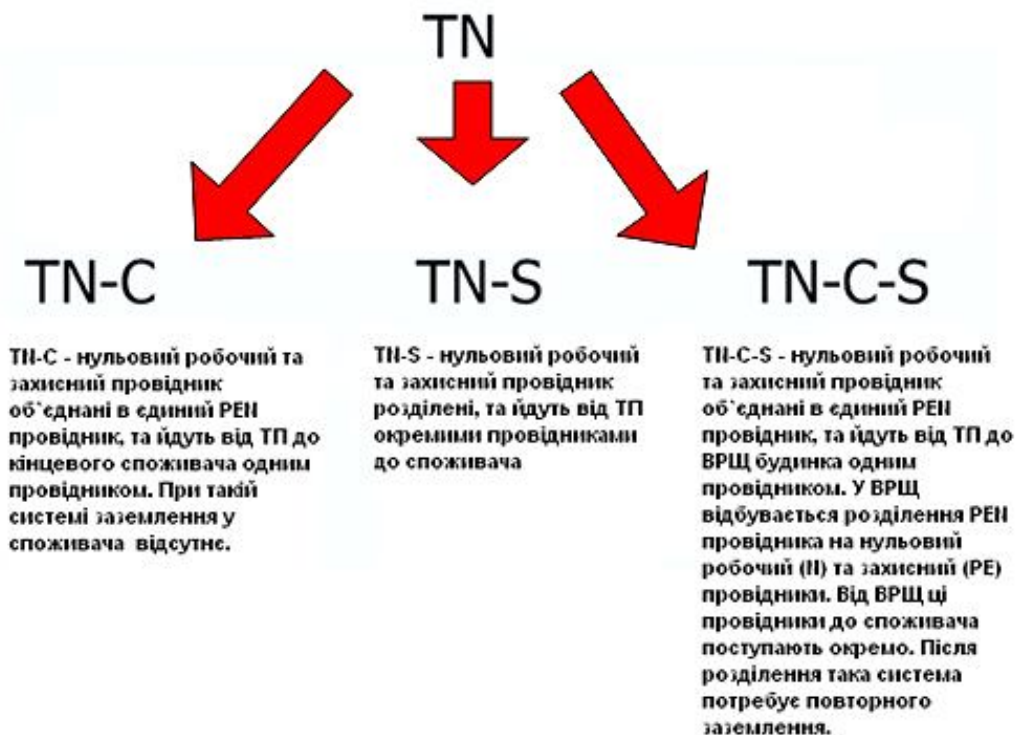


Рис. 1.13. Структура системи заземлення TN

Заземлення TN-C (рис. 1.14) не забезпечує повною мірою безпеки з таких причин: «земля» і робочий нуль являють собою одну лінію, яка розміщена в силовому кабелі від ДЖ, до споживача. Заземлювач (контур заземлення, фізично з'єднаний із ґрунтом), розташований в безпосередній близькості від

живильної підстанції. Такий спосіб організації заземлення називають *глухозаземленою нейтраллю*. Силовий кабель складається з чотирьох жил: трьох фаз (L1, L2, L3) і робочого нуля, поєднаного з робочим заземленням (PEN).

Оскільки робочий нуль проводить струм навантаження, він перебуває в зоні ризику. Не поодинокі випадки, коли від перегрівання цей провідник вигорав, при цьому напруга у споживача могла піднятися до 600 В. Головна небезпека в тому, що всі електроустановки в таких умовах втрачають захисне заземлення. Доторкнувшись до корпусу, на якому може виявитися потенціал фази, людина гарантовано буде вражена електрострумом. Особливу небезпеку за такої аварії становить одночасний дотик до електроустановки, що перебуває під напругою, і металевих конструкцій, які мають фізичний контакт із ґрунтом: систем опалення, водопроводу, арматура у стінах. Навіть волога цементна підлога, з'єднана з арматурою у стяжці, може стати причиною трагедії.

У багатоквартирних будинках та інших об'єктах, обладнаних системою TN-C, захисного заземлення у звичному розумінні немає взагалі. Усі знають, як виглядають розетки радянського зразка: в них немає контактів заземлення. Навіть якщо власники проводять заміну на триконтактні сучасні розетки, клема захисного заземлення залишається незатребуваною: її ні до чого підключити.

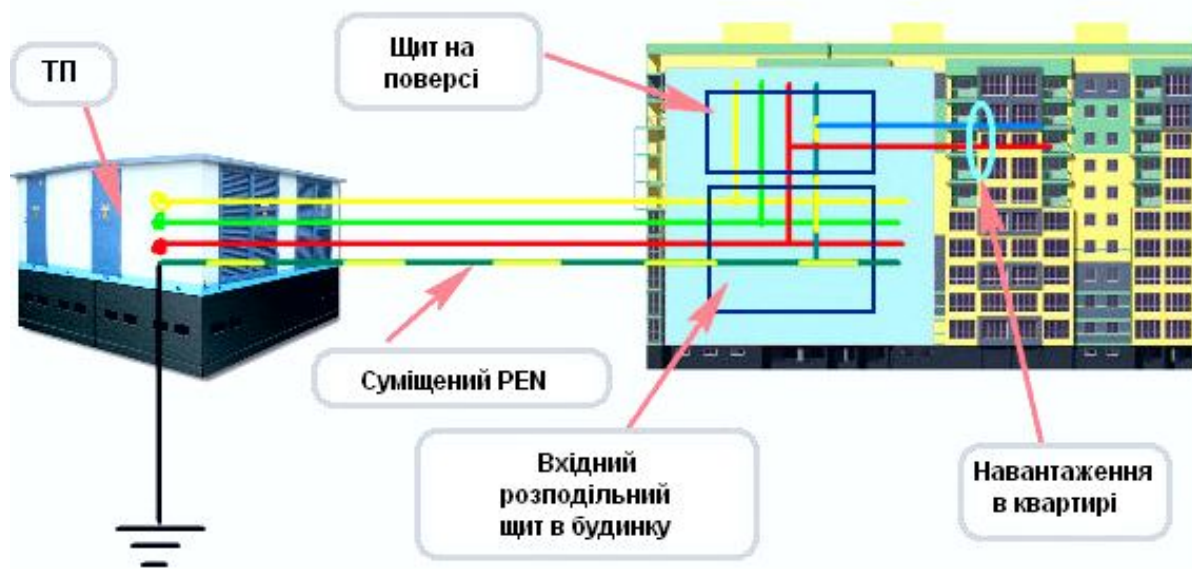


Рис. 1.14. Структурна схема системи заземлення TN-C

Система TN-S (рис. 1.15) є найбезпечнішою системою заземлення. Силовий кабель для з'єднання споживача електроенергії із ДЖ виконано за п'ятижильною схемою: три фази (L1, L2, L3), робочий нуль (N) і робоче заземлення (PE). Поєднання нуля і «землі» відбувається на найближчій підстанції. У разі аварійної ситуації, якщо робочий нуль пошкоджено, корпус електроустановки все одно залишається приєднаним до заземлення. Захист від ураження електрострумом забезпечується незалежно від стану нульового проводу. Відповідно, внутрішнє розведення до споживачів виконано

трижильним проводом (для однофазного підключення), або тим же п'ятижильним (за наявності трифазних електроустановок: наприклад, електродечей або опалювальних систем).

Система TN-C-S (рис. 1.16) є перехідною між старою системою TN-C та сучасною TN-S, коли відбувається реконструкція старих будівель: від ТП до будівлі залишається суміщений PEN-провідник. На рис. 1.17 показано схему суміщених систем заземлення TN-C та TN-C-S.

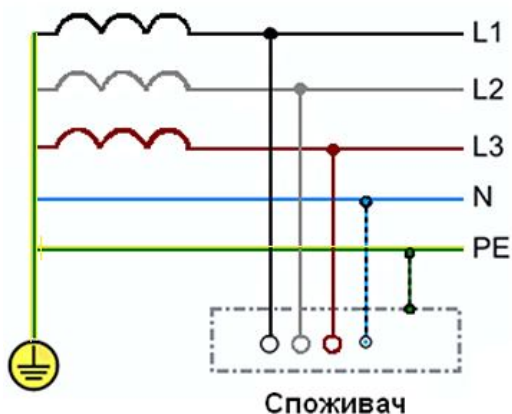


Рис. 1.15. Електрична принципова схема системи заземлення TN-S

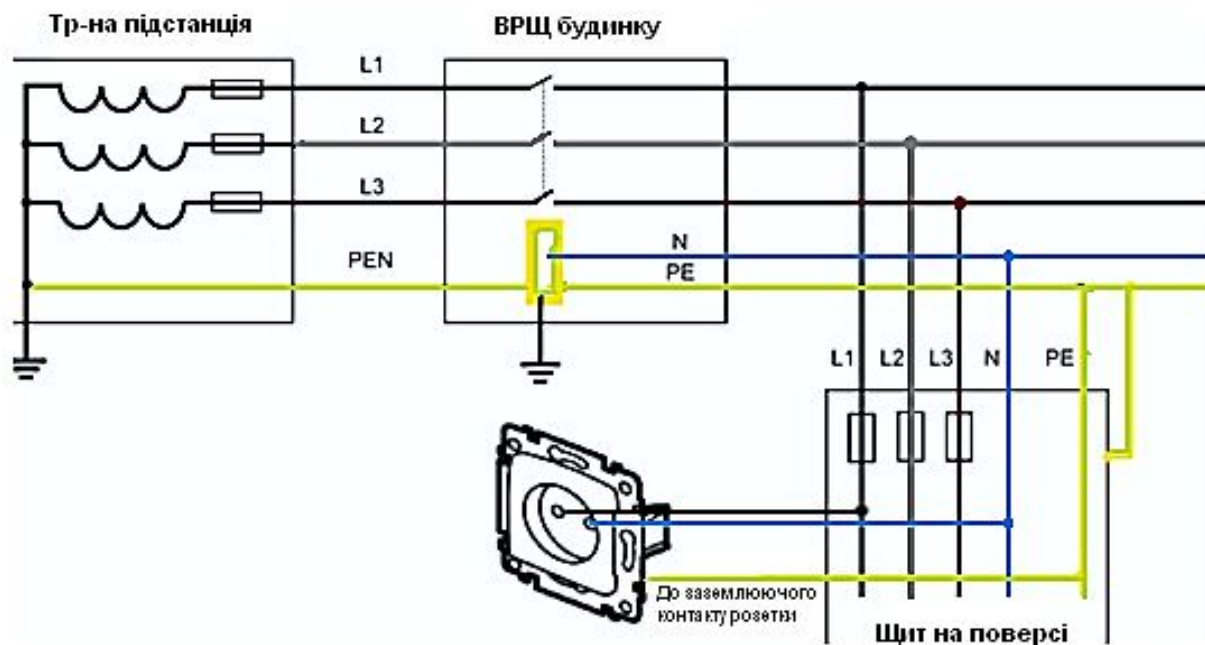


Рис. 1.16. Електрична принципова схема системи заземлення TN-C-S

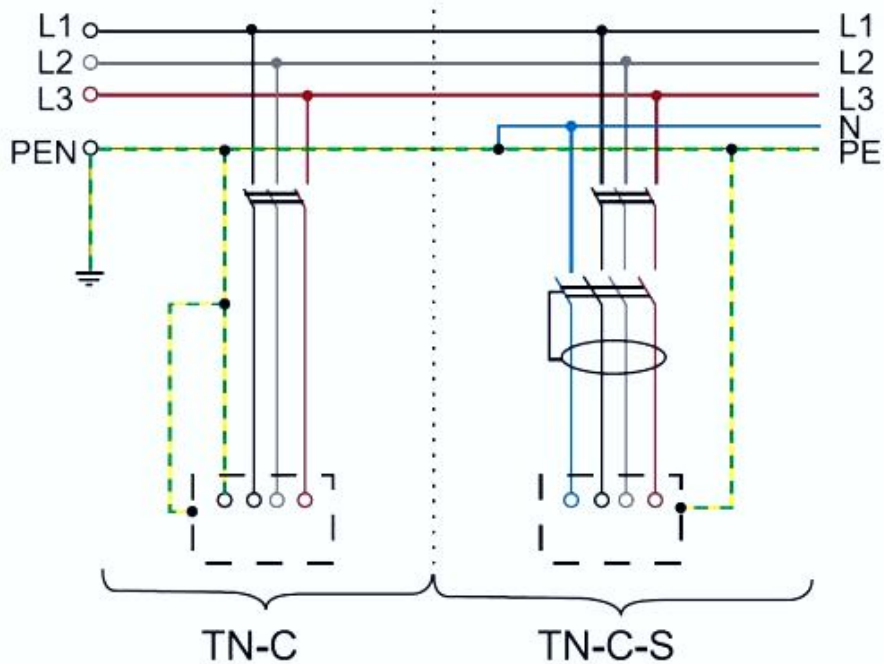


Рис. 1.17. Електрична схема суміщених систем заземлення TN-C та TN-C-S

Окрім описаних систем заземлення, використовують також системи заземлення типу TT й IT.

Систему заземлення TT (рис. 1.18) застосовують у випадку, коли системами TN не може забезпечити належного захисту, оскільки стан ЛЕП незадовільний (відсутній РЕ провідник) або коли є можливість ураження струмом через установки чи споруди, розміщені поряд. У такому разі на стороні споживача облаштовують штиркове заземлення, яке і забезпечує підключення корпусів електроприймачів до заземлюючого контура. Систему використовують у сільській місцевості, побутових вагончиках, кіосках та ін., а також під час монтажних робіт. Слід відмітити, що в переважній більшості індивідуально виконане заземлення не відповідає нормативним значенням, і це призводить в системі TT до негативних наслідків. В разі короткого замикання фази на корпус, який заземлений через власний контур, струм КЗ рідко досягає значень необхідних для спрацювання електромагнітного роз'єднувача захисного автомата, що зв'язано з відносно великим значенням опору контура заземлення. Тобто в момент КЗ струм через контур заземлення може не перевищити номінальний струм автоматичного вимикача. Для спрацювання вимикача струм через нього повинен в 5...10 раз перевищувати номінальний (при характеристиці типу «С» найбільш поширеного роз'єднувача). Чим вищий опір контура заземлення, тим менший буде струм замикання фази на корпус.

Зуваження

Опір заземлювального пристрою електроустановки з заземленою нейтраллю не має перевищувати: 2, 4 та 8 Ом в електроустановках змінного струму відповідно для лінійних напруг 660, 380 и 220 В джерела трифазного струму або 380, 220 и 127 В джерела однофазного струму, відповідно.

Таким чином якщо людина в момент КЗ чи після нього доторкнеться до корпусу заземленого електроприймача, попаде під фазну напругу та отримає удар струмом і при цьому автоматичний вимикач не спрацює миттєво. Коротке замикання може бути локалізоване в такому разі тепловим захистом від перегріву автомата лише через декілька хвилин.

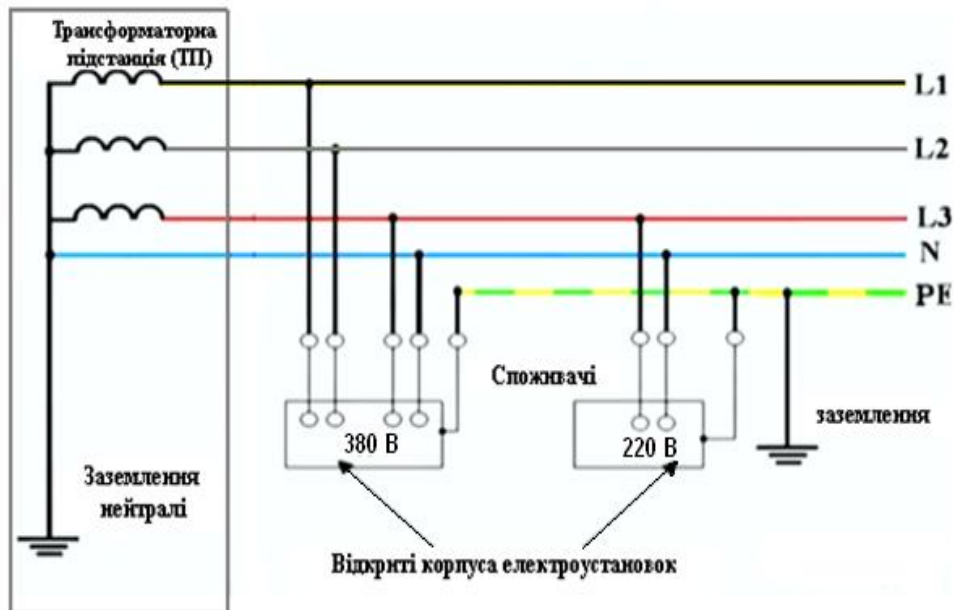


Рис. 1.18. Електрична принципова схема системи заземлення ТТ

За використання системи ІТ (рис. 1.19), нейтраль є ізольована або заземлена через високоомний резистор, а відкриті частини корпусів електроустановок заземлені через власний контур заземлення, як і в системі ТТ. Нейтрального проводу немає, але він може бути наявний для можливості контролю ізоляції. Систему використовують в умовах підвищеної небезпеки (газових родовищ; хімічних, нафтових та вугільних виробництв) за значних струмів КЗ для захисту персоналу та безпечного завершення технологічного циклу.

Тобто в ЕМ напругою 0,6 кВ, а також у мережах 0,4 кВ з підвищеними вимогами безпеки, де неприпустимі великі струми КЗ, електроустановки експлуатують з ізольованою нейтраллю (рис. 1.20). У таких мережах замикання на землю не викликає струмів КЗ і не є аварійним режимом, оскільки електроприймачі будуть отримувати живлення по всіх трьох фазах. При цьому потенціал пошкодженої фази стане нульовим, а напруги непошкоджених фаз збільшаться до лінійних значень, як показано на діаграмі рис. 1.21. Для системи ІТ, так як і для системи ТТ, необхідно виконувати контур заземлення відповідно до нормативів ПУЕ.

Зуваження

Опір заземлювального пристрою електроустановки з ізольованою нейтраллю не має перевищувати: 4 Ом в електроустановках змінного струму, якщо потужність ДЖ більша за 100 кВ·А; 10 Ом в електроустановках змінного струму, якщо потужність ДЖ або сумарна потужність ДЖ, що працюють паралельно, не перевищує 100 кВ·А, й у всіх електроустановках постійного струму.

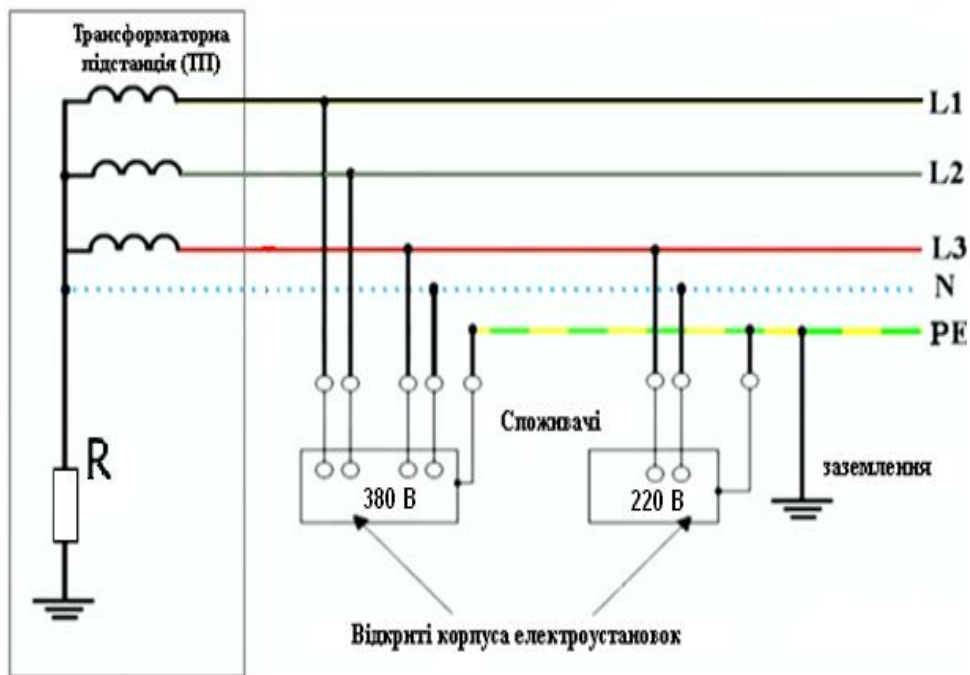


Рис. 1.19. Електрична принципова схема системи заземлення IT

Оскільки підвищення напруги непошкоджених фаз становить небезпеку для персоналу, то на всіх установках, які експлуатують з ізолюваною нейтраллю, потрібно забезпечити контролювання ізоляції та інші заходи, спрямовані на швидке визначення та ліквідацію замикань на землю.

Для забезпечення безпечної роботи персоналу і запобігання вражень струмом людини в електроустановках до 1000 В необхідно використовувати пристрій захисного заземлення (ПЗВ).

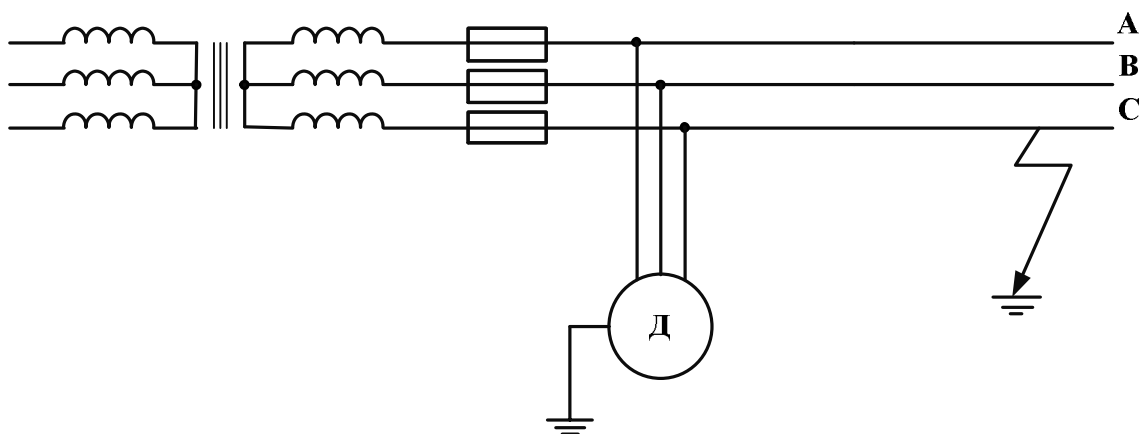


Рис. 1.20. Схема низьковольтної мережі з ізолюваною нейтраллю

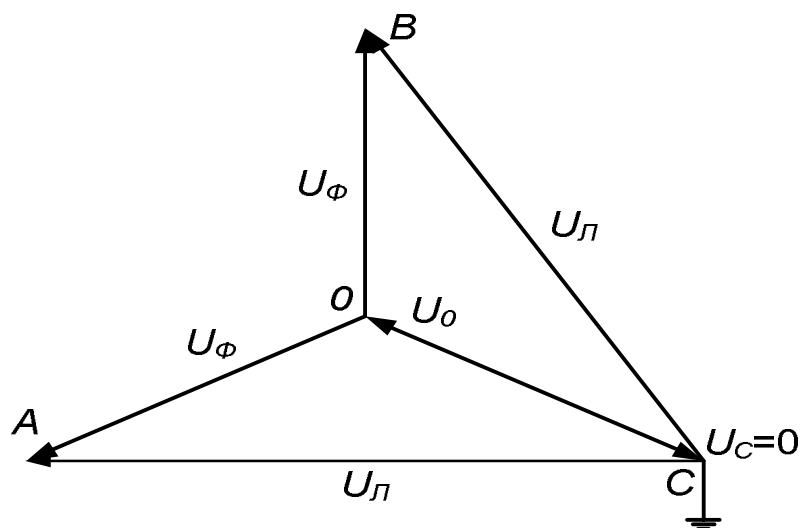


Рис. 1.21. Векторна діаграма напруг мережі з ізольованою нейтраллю у нормальному режимі та в режимі замикання на землю

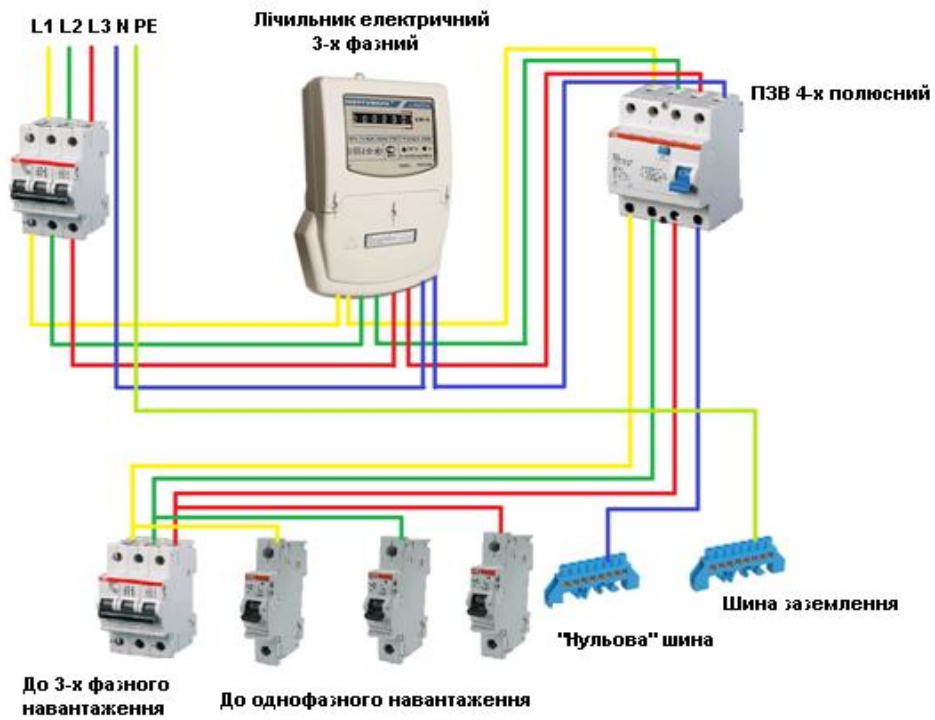
В системах заземлення TN-S та TT пристрій захисного відключення ПЗВ (диферинціальне реле, дифавтомат,) забезпечує вимикання живлення за наявності струмів дотику людини в межах 6 мА, 10 мА або 30 мА. На рис. 1.22 наведено структурну електричну схему підключення пристрою захисного відключення в системі TN-S. Найбільший час спрацювання ПЗВ в системі TN-S не повинен перевищувати 0,1...0,8 с в залежності від напруги.

В системах електропостачання квартир та будинків можливо використання дворівневого захисту на основі ПЗВ: перший рівень – протипожежний (струми витoku 100, 300, 500 мА) від струмів витoku по електропроводці з затримкою часу; другий рівень – захист людини від струмів дотику (струми витoku 6, 10, 30 мА).

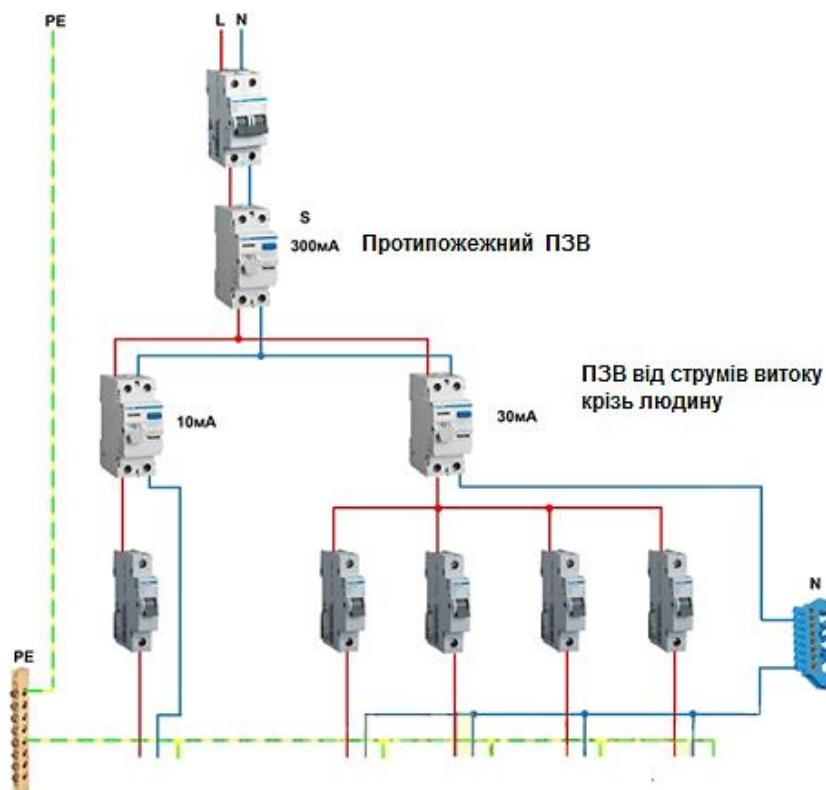
Зауваження

Гранично допустимі значення струмів частотою 50 Гц (ДСТУ 12.1.038-82) залежно від часу протікання їх через тіло людини для шляхів «рука – рука», «руки – ноги» наведено в таблиці

t, с	0,01...0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	>1,0
Для промислових електроустановок												
I, mA	650	400	190	160	140	125	105	90	75	65	50	6
Для побутових електроустановок												
I, mA	220	200	100	70	55	50	40	35	30	27	25	2



a

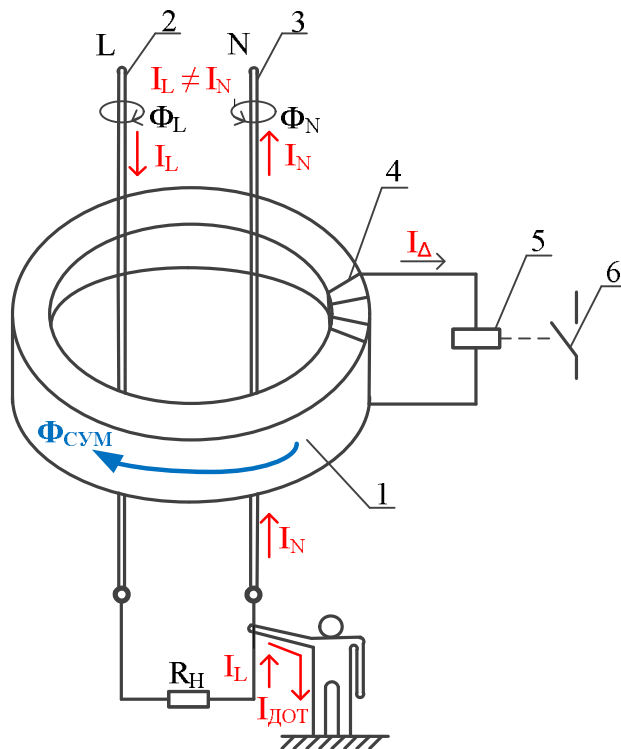


б

Рис. 1.22. Функціональна електрична схема підключення пристрою захисного відключення в системі TN-S: *a* – трифазного; *б* – однофазного (двоступінчатого)

Зауваження

ПЗВ – це швидкодіючий автоматичний вимикач, що реагує на диференційний струм у провідниках живлення електроприймачів споживача. Головною частиною ПЗВ є диференціальний трансформатор струму (показано на рисунку), який виконує порівняння поточних значень струмів за амплітудою та фазою. Якщо струми в нейтральному N (2) і фазному L (3) провідниках, які виконують функцію первинних обмоток магнітного осердя 1, однакові, то однаковими будуть і магнітні потоки ($\Phi_N = \Phi_L$), а сумарний магнітний потік $\Phi_{\text{СУМ}}$ дорівнюватиме нулю. Лише за різниці струмів між I_N і I_L , викликані струмом дотику (витоку), в осерді 1 виникає магнітний потік $\Phi_{\text{СУМ}}$, що зумовлює появу ЕРС у вторинній обмотці 4 і протікання струму I_{Δ} через магнітоелектричне реле 5 пускового органа. Замикання контакту 6 реле зумовлює появу сигналу на миттєве розмикання силових контактів ПЗВ і відключення електроприймача.



КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Який критерій визначає режим роботи нейтралі у низьковольтних ЕМ?
2. Які режими нейтралі використовують в мережах до 1 кВ?
3. Надайте характеристику системи заземлення TN.
4. Для яких цілей використовують диференціальний автомат та диференціальне реле?
5. Назвіть переваги та недоліки мереж з глухозаземленою нейтраллю.
6. Назвіть переваги та недоліки мереж з ізолюваною нейтраллю.

ЛІТЕРАТУРА: [16, С. 91–118, 126–135]; [3, С. 18–25]; [33, С. 32–40]

1.7 Режимы работы нейтралі високовольтних мереж

У високовольтних електричних системах з номінальною напругою понад 1 кВ режим роботи нейтралі мережі в ОЕС України визначають, враховуючи

потребу в забезпечення безперебійності електропостачання, надійності роботи та економічності електроустановок. Цього можна досягти обмеженням струмів замикання на землю або обмеженням часу протікання таких струмів.

Слід зазначити, що у високовольтних ЕМ до 35 кВ треба враховувати ємнісні зарядні струми ЛЕП, які протікають разом із струмами навантажень, і викликані значною розгалуженістю таких мереж.

Електричні мережі напругою до 35 кВ з максимальною потужністю електропередачі до 20 МВт (струми до 500 А) характеризуються відносно невеликими струмами замикання на землю. У таких мережах більш доцільним є обмеження струмів замикання на землю, що дозволяє спростити конструкції електроустановок та забезпечити їх економічність. Електричні мережі напругою до 35 кВ експлуатують у режимах з ізолюваною або компенсованою нейтраллю.

У розвинених країнах Європи і світу у високовольтних мережах низької та середньої напруги переважає підхід, що ґрунтується на заземленні нейтралі через котушку Петерсена. У табл. 1.5. наведено способи заземлення нейтралі трансформаторів середньої напруги (20...35 кВ) в енергосистемах країн світу.

Розглянемо роботу ЕМ з ізолюваною нейтраллю в режимі замикання на землю (рис. 1.23). Як уже зазначалося, режим замикання на землю в мережах з ізолюваною нейтраллю не є аварійним, оскільки споживачі продовжують отримувати живлення у повнофазному режимі. Значення струм замикання на землю визначається ємністю мережі, тобто її розгалуженістю. Час на виявлення ОЗЗ не повинен перевищувати 6 годин. Такий режим має недолік, так як не виключає можливе враження людини (особливо тварини) кроковою напругою при розтіканні струму в землю від точки замикання. Відстань наближення до місця замикання фазного проводу на землю в мережах середньої напруги до 35 кВ не повинна бути меншою 8 метрів.

Режим з ізолюваною нейтраллю забезпечує надійність (безперебійність) електропостачання споживачів.

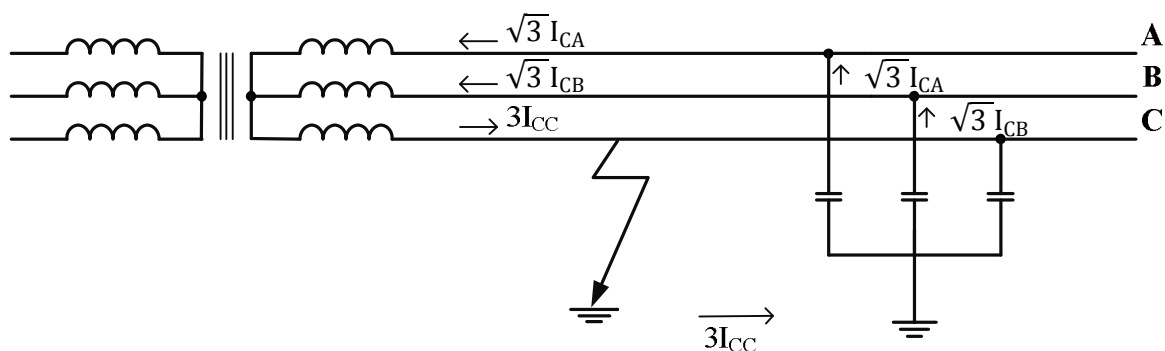


Рис. 1.23. Схема мережі з ізолюваною нейтраллю в режимі замикання на землю

Векторну діаграму напруг та ємнісних зарядних струмів у мережі з ізолюваною нейтраллю зображено на рис. 1.24 а. Потенціал пошкодженої фази

в режимі замикання на землю дорівнює нулю, а напруги непошкоджених фаз збільшуються до своїх лінійних значень. Це приводить до збільшення у $\sqrt{3}$ разів ємнісних зарядних струмів непошкоджених фаз. У пошкодженій фазі протікає ємнісний струм, який дорівнює геометричній сумі зарядних струмів непошкоджених фаз, тобто потроєному значенню зарядного струму в нормальному режимі.

Зауваження

Діючі значення напруги непошкоджених фаз режимі замикання на землю збільшуються до своїх лінійних значень, а от миттєві (амплітудні) можуть збільшуватися в 2...3,8 раз. Це спричинено перехідним процесом, викликаним перезарядом ємностей в мережі.

У випадку відключення фази або її розриву поблизу підстанції живлення напруга на виводі трансформатора відключеної фази може підніматися до рівня в 1,5 раза вище номінального (рис. 1.24 б), а в робочих фазах – знизитися на 20 %, оскільки ємність вимкненої фази практично нульова. В нейтралі появляється напруга зміщення U_N , викликана розбіжністю ємностей фаз.

Перерозподіл зарядних струмів у режимі замикання на землю зображено на рис. 1.23 стрілками.

Ємнісні зарядні струми в мережах з номінальною напругою до 35 кВ незначні, а їх збільшення та перерозподіл у режимі замикання на землю не приводить до суттєвої зміни фазних струмів в електричній мережі, що забезпечує економічність роботи електричної системи з ізолюваною нейтраллю.

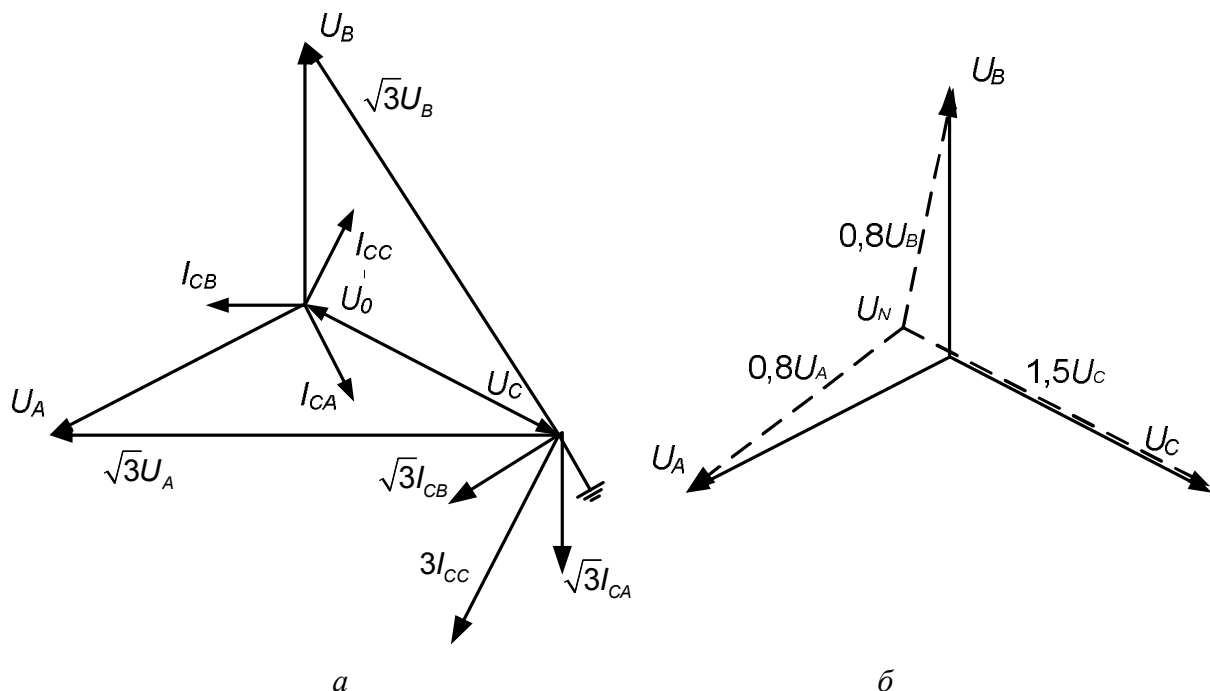


Рис. 1.24. Векторна діаграма у мережі з ізолюваною нейтраллю: а – напруг та ємнісних зарядних струмів в режимі замикання на землю фази С; б – напруг в режимі відключення фази С

У розгалужених мережах з підвищеними ємнісними струмами замикання на землю, які перевищують нормативні, доцільна компенсація ємнісних зарядних струмів ЛЕП у режимах замикання на землю для унеможливлення загрози пошкодження обладнання – переходу однофазного замикання на землю у міжфазне з виникненням перемезовуючої дуги, яка викликає небезпечні перенапруги в мережах 6...35 кВ. Для цього загальну нейтраль трансформаторів заземлюють через дугогасний реактор (ASC, P-coil, котушку Петерсена⁴) з відповідним індуктивним опором, що забезпечує індуктивний струм в нейтралі приблизно на рівні ємнісного струму в місці замикання фази мережі, як показано на схемі (рис. 1.25). Такий режим називають режимом з компенсованою нейтраллю. Загальний вигляд дугогасного реактора показано рис. 1.26.

Зауваження

Компенсацію ємнісного струму замикання на землю дугогасними реакторами здійснюють за наявності ємнісних струмів, які перевищують нормовані значення, наведені в таблиці.

Показник	Значення			
	6	10	15...20	35
Номінальна напруга мережі, кВ	6	10	15...20	35
Сила ємнісного струму замикання на землю, А	30	20	15	10

За нормального режиму з компенсованою нейтраллю електричної системи ємнісний струм у загальній нейтралі трансформатора є геометричною сумою зарядних струмів трьох фаз і для симетричного режиму дорівнює нулю.

Режим замикання на землю для таких схем є аварійним режимом КЗ. Унаслідок КЗ до дугогасного реактора в загальній нейтралі трансформатора прикладається фазна напруга пошкодженої фази – тоді виникає індуктивний струм I_L від місця КЗ через котушку, як показано на векторній діаграмі (рис. 1.25). Водночас напруги непошкоджених фаз збільшуються до своїх лінійних значень – це приводить до збільшення у $\sqrt{3}$ разів зарядних струмів непошкоджених фаз. Ємнісний струм пошкодженої фази дорівнює геометричній сумі зарядних струмів непошкоджених фаз, тобто потроєному значенню зарядного струму в доаварійному режимі.

Таким чином, струм дуги в місці КЗ має дві складові – потроєний зарядний струм лінії та індуктивний струм дугогасної котушки (рис. 1.27). Такі струми перебувають у протифазі та взаємно компенсують один одного – це приводить до обмеження струмів КЗ в мережах з компенсованою нейтраллю та до підвищення економічності устаткування через спрощення його конструкцій.

⁴ Arc suppression coil, дугогасна котушка, яку сконструював у 1916 р. німецький вчений Вальдемар Петерсен.

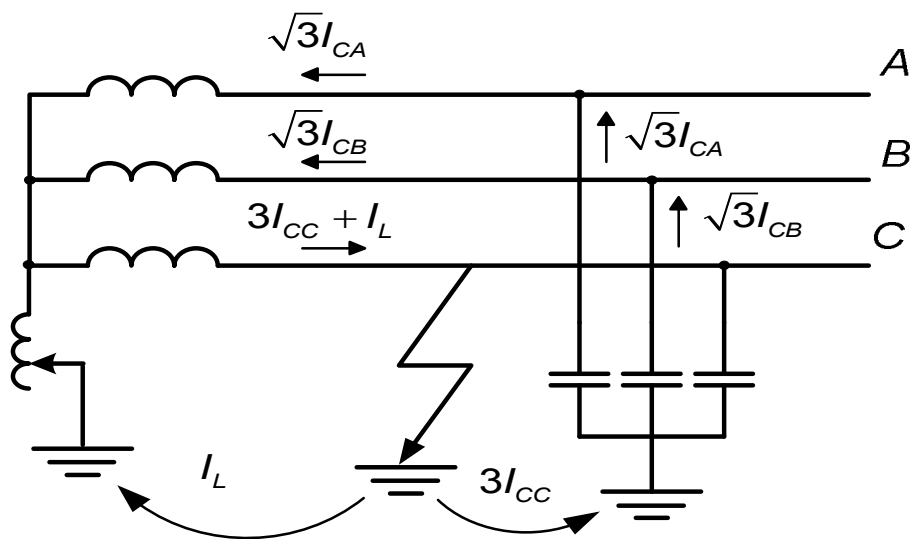


Рис. 1.25. Схема мережі з компенсованою нейтраллю у режимі замикання на землю

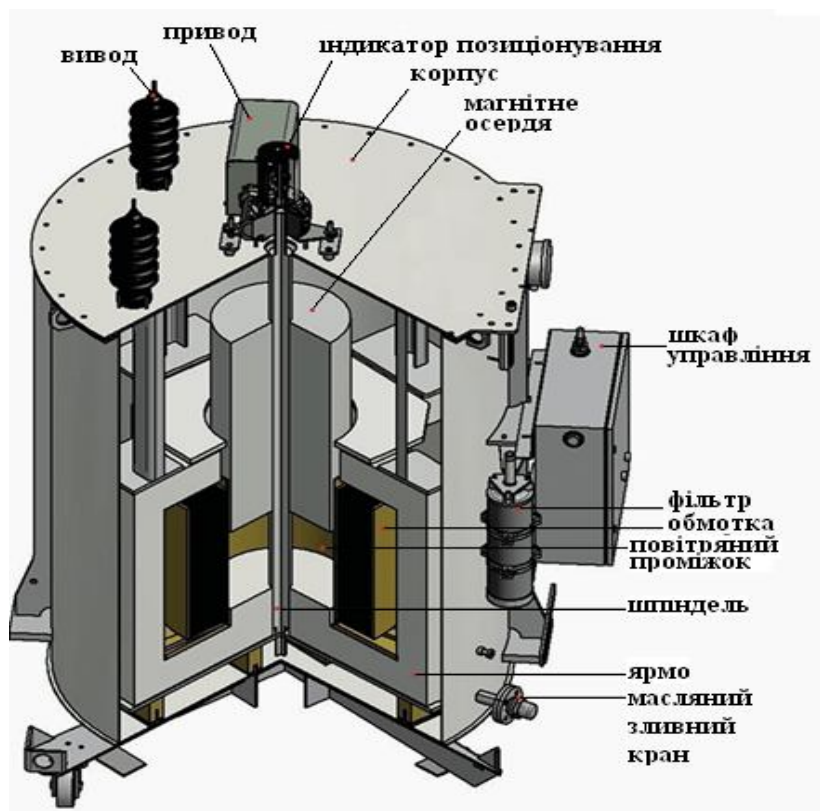


Рис. 1.26. Загальний вигляд дугогасного реактора

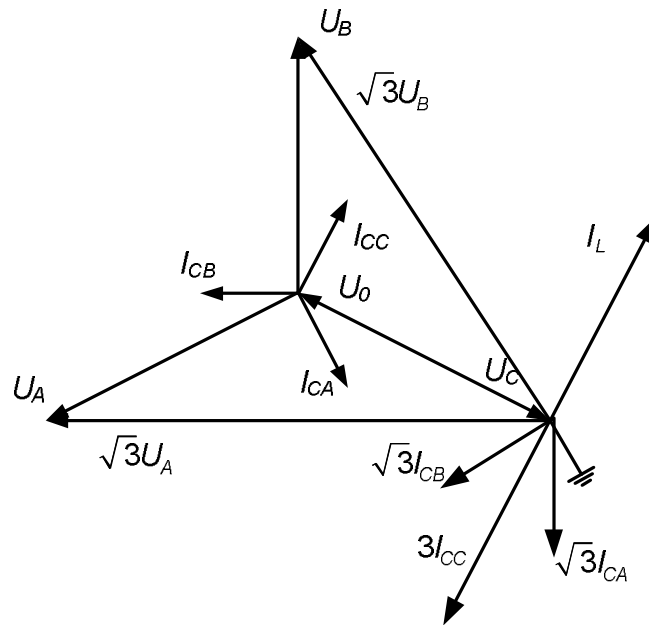


Рис. 1.27. Векторна діаграма напруг та ємнісних зарядних струмів у мережі з компенсованою нейтраллю в режимі замикання на землю

Таблиця 1.5. Способи заземлення нейтралі трансформаторів середньої напруги

Країна	Спосіб заземлення нейтралі			
	Ізольована	Через дугогасний реактор	Через резистор	Глухе заземлення
Австрія		+		
Австралія			+	+
Англія			+	+
Бельгія			+	
Білорусь	+	+	+	
Канада			+	+
Китай		+		
Латинська Америка				+
Німеччина		+		
Ізраїль		+		
Іспанія			+	+
Італія	+			
Португалія			+	
Росія	+	+		
США			+	+
Україна	+	+		
Швейцарія		+		
Франція			+	
Фінляндія	+	+		
Японія	+		+	

Зауваження

Під час проектування мереж ємнісний струм I_c можна наближено визначати таким чином:

– для повітряних мереж $I_c = Ul/350$;

– для кабельних мереж $I_c = Ul/10$,

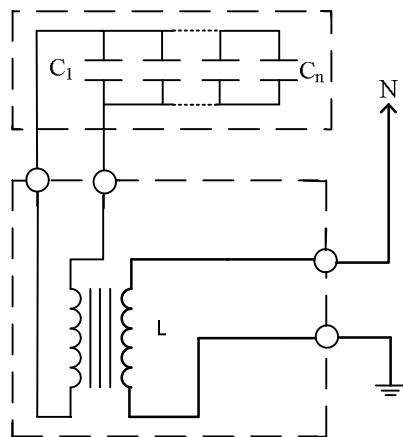
де U – середньоексплуатаційне значення лінійної напруги, кВ; l – довжина електрично пов'язаної мережі цієї напруги, км.

Струм I_c у багато разів менший за струм міжфазних замикань, однак за великих його значень виникає загроза пошкодження обладнання, переходу однофазного замикання на землю у міжфазне, а також виникнення перемезовуючої дуги, що викликає небезпечні перенапруги в мережах 6...35 кВ.

Для компенсації великих ємнісних струмів встановлюють дугогасні реактори типу РЗДСОМ (заземлювальні, дугогасні, зі ступінчастим регулюванням за допомогою пристрою ПБЗ, однофазні, масляні). В разі повного замикання на землю однієї фази дугогасний реактор опиняється під фазною напругою і через місце замикання на землю проходять ємнісний та індуктивний струми, що різняться за фазою на 180° і взаємно компенсують один одного. Потужність котушки обирають за повним ємнісним струмом замикання на землю, враховуючи перспективи на 8–10 років й округлюючи до найближчого стандартного значення.

На підстанціях, трансформатори яких працюють окремо, за наявності ємнісного струму кожної секції шин, що перевищує допустимі значення, дугогасні реактори встановлюють на обох секціях. Якщо ємнісний струм секції менший за допустимий, а сумарний струм двох секцій перевищує допустимий, на підстанції встановлюють один дугогасний реактор, який обирають за сумарним ємнісним струмом обох секцій і приєднують до секції з більшим струмом.

Сучасні дугогасні реактори (наприклад, Swedish Neutral) мають сучасну статичну конструкцію з однією силовою обмоткою та однією допоміжною. До допоміжної обмотки підключено блок конденсаторних батарей. Реактор налаштовують перемиканням конденсаторних батарей різного номіналу, що дозволяє змінити його еквівалентну індуктивність. Наприклад, якщо знижується величина ємнісної складової мережі через вимикання одного з фідерів, то підключається потрібна кількість конденсаторів для налаштування реактора в резонанс. І навпаки, якщо в мережу підключають додатковий фідер, що збільшує ємнісну складову мережі, то необхідну кількість конденсаторів відключають.



Електрична схема сучасного статичного дугогасного реактора з регульовальними конденсаторами

Електричні системи з номінальною напругою 110 кВ та вище зі ступами навантаження понад 500 А характеризуються значними струмами замикання на землю. У таких мережах компенсація зарядних ємнісних струмів неефективна і такі мережі експлуатують у режимі із глухозаземленою нейтраллю як показано на рис. 1.28.

У нормальному робочому режимі електричної системи ємнісний струм у загальній нейтралі трансформатора є геометричною сумою зарядних струмів трьох фаз і для симетричного режиму дорівнює нулю.

Режим замикання на землю для таких схем є аварійним режимом КЗ. Тут напруги непошкоджених фаз не змінюються, так само не змінюються ємнісні зарядні струми непошкоджених фаз. Ємнісний струм пошкодженої фази є геометричною сумою зарядних струмів непошкоджених фаз і дорівнює

ємнісному струму пошкодженої фази в доаварійному режимі, але має протилежний напрямок.

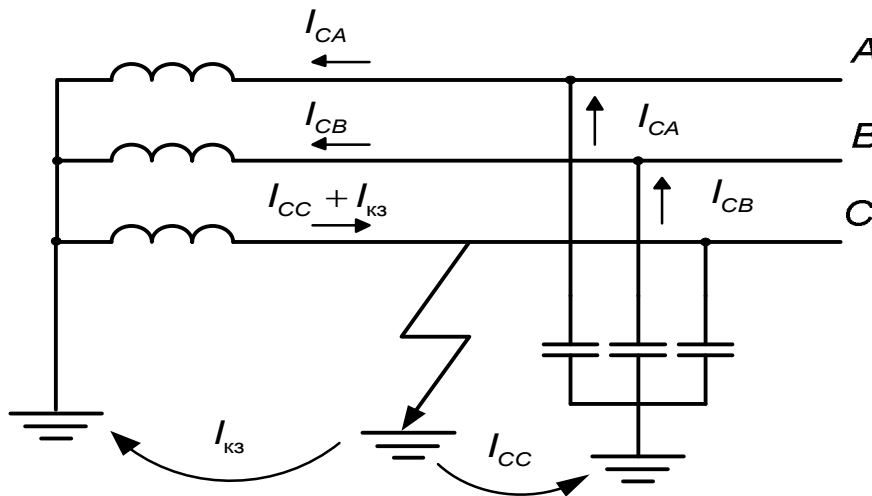


Рис. 1.28. Схема мережі із глухозаземленою нейтраллю в режимі замикання на землю

Таким чином, струм дуги у місці КЗ має дві складові – струм КЗ, який замикається через заземлену нейтраль трансформатора, та зарядний струм лінії.

Мережі напругою 110 кВ економічно не доцільно експлуатувати з ізольованою нейтраллю, тому що ізоляцію в цьому випадку треба розраховувати на лінійну напругу, а це вимагає значних капіталовкладень. Тому такі мережі працюють із заземленою нейтраллю, при цьому струм однофазного КЗ може перевищувати струм трифазного КЗ. У цьому випадку комутаційну апаратуру треба обирати за більшим струмом, тобто однофазним.

У місці пошкодження в таких мережах виникає електрична дуга з великим струмом. Дуга гаситься в разі відключення пошкодження. Оскільки більшість КЗ самоусуваються, то для перевірки лінії знову включають (через 0,3...5 с) під дією автоматичного повторного включення (АПВ). Якщо КЗ самоусунулося, то ЛЕП залишається в роботі, якщо ні, то ушкодження відключається знову.

У перехідному режимі та при комутаціях у мережі виникають внутрішні перенапруги, величина яких впливає на вибір ізоляції. Величину перенапруги намагаються обмежити – для цього заземлюють нейтралі. Між тим чим більше заземлених нейтралей, тим менша величина перенапруги, але тим більша величина струму однофазного КЗ.

Для обмеження струмів КЗ у мережах з номінальною напругою 110 кВ та вище обмежують кількість трансформаторів із глухозаземленою нейтраллю. Частина нейтралей ізолюють, щоб величина струмів однофазного КЗ не перевищувала величини струмів трифазного КЗ. Заземлюють тільки нейтралі трансформаторів на електростанціях, вузлових підстанціях і на тупикових підстанціях споживачів. Напруга на неушкоджених фазах щодо землі в

усталеному режимі не має перевищувати $0,8 \cdot U_{\text{ном}}$ (лінійного), тобто коефіцієнт замикання на землю не повинен перевищувати 1,4. Такі мережі називають мережами з ефективно-заземленою нейтраллю.

Зауваження

Коефіцієнтом замикання на землю в трифазній мережі називають відношення різниці потенціалів між непошкодженою фазою та землею в точці замикання на землю однієї або двох інших фаз до різниці потенціалів у точці до замикання.

У мережах 220 кВ і вище застосовують глухозаземлені нейтралі всіх трансформаторів, при цьому напруга на неушкоджених фазах щодо землі в усталеному режимі не перевищує фазного значення. Комутаційну апаратуру обирають за більшим струмом КЗ. В таких мережах до заземлювачів висувають більш жорсткі вимоги для забезпечення надійного розтікання струму в землю.

Зауваження

Схема мережі має забезпечувати економічно доцільний рівень струмів КЗ (розрахунковий струм КЗ, який не буде перевищений для 95 % вимикачів у мережі), який беруть відповідно до таких даних.

Напруга, кВ	Струм, кА
110...150	31,5
220...330	40

Для обмеження рівня струмів КЗ слід розглядати схемні та режимні заходи. Під час створення комутаційних вузлів мережі загальна потужність генераторів і АТ зв'язку, що приєднуються на паралельну роботу до однієї секції РП цієї напруги, зазвичай не має перевищувати значень, наведених у таблиці.

Напруга, кВ	Потужність, МВ·А
110	600
150	800
220	1600
330	2400

Режими нейтралі трифазних систем ОЕС України наведено в таблиці.

Напруга, кВ	Режим нейтралі	Примітки
0,22	Глухозаземлена нейтраль	Вимоги техніки безпеки. Заземлюються всі корпуси електрообладнання
0,4		
0,69	Ізольована нейтраль	Для підвищення безперебійності, надійності та економічності електропостачання
3,3		
6		
10		
20		
35		
110	Глухозаземлена нейтраль, ефективно-заземлена нейтраль	Для зниження напруги непошкоджених фаз відносно землі в разі замикання однієї фази на землю та зменшення розрахункової напруги ізоляції
150		
220	Глухозаземлена нейтраль	
330		
400		
500		
750		
800		

У мережах з великими струмами КЗ ємнісна складова дуги набагато менша від складової КЗ, тому компенсація ємнісного струму дуги КЗ є неефективною. Економічність устаткування ЕМ вищих класів номінальної напруги досягають застосуванням швидкодійних засобів релейного захисту, що обмежує час протікання струмів КЗ.

Резистивне заземлення нейтралі трансформаторів використовується в розподільних мережах середньої напруги, зокрема, напругою 20 кВ (табл.1.5).

В ОЕС України на теперішній час такий режим нейтралі не використовується. Використання мереж напругою 20 кВ в енергосистемі теоретично узаконено ПУЕ, але введення в експлуатацію поки затримується. Розвиток мережі 20 кВ характерний для великих європейських міст з високою і надвисокою щільністю електричного навантаження. Стратегічні проекти створення мереж 20 кВ в Україні, повинні розраховуватися на активне житлове та інфраструктурне будівництво. У 2022 році у м. Одеса введено в експлуатацію першу підстанцію закритого типу напругою 110/20 кВ «Чубайвка» потужністю 52 МВт, а в 2021 році введено в експлуатацію підстанцію відкритого типу 110/20 кВ «Калюсик» АТ «Хмельницькобленерго» потужністю 6,3 МВт.

Режим заземлення нейтралі з високоомним резистором використовують для зменшення перенапруг в мережі. Опір резистора вибирають в межах 50...500 Ом, щоб активна складова струму замикання перевищувала реактивну. В такому разі резистор зможе розряджати ємність мережі. Такий режим має той же недолік, що і режим з ізольованою нейтраллю, так як позбутися крокового потенціалу неможливо. Проте режим високоомного заземлення нейтралі знижує вірогідність ферорезонансних коливань напруги в мережі.

Режим заземлення нейтралі з низькоомним резистором використовують для зменшення перенапруг в мережі, покращення функціонування релейного захисту та надійного вимикання мережі при коротких замиканнях. Опір резистора вибирають в межах 10...50 Ом, щоб забезпечити активний струм в широкому діапазоні в залежності від необхідної чутливості релейного захисту, виду використовуваних датчиків струму нульової послідовності, часу відключення ОЗЗ і умов електробезпеки. Починаючи з опору резистора більше ніж 50 Ом визначальною стає роль ємності мережі, а струм ОЗЗ наближується до ємнісного струму ОЗЗ для мережі з ізольованою нейтраллю.

Такий режим є аварійним, як і режим з глухозаземленою нейтраллю, але виключає можливе враження людини кроковою напругою.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Який критерій визначає режим роботи нейтралі у високовольтних ЕМ?*
2. *Які режими нейтралі використовують у високовольтних мережах до 35 кВ?*

3. *Які режими нейтралі використовують у високовольтних мережах 110 кВ та вище?*

4. *Дайте характеристику режиму заземлення з компенсованою нейтраллю.*

5. *Назвіть переваги та недоліки мереж із глухзаземленою нейтраллю.*

6. *Назвіть переваги та недоліки мереж з ізольованою нейтраллю.*

7. *З якою метою використовують режим з ефективно-заземленою нейтраллю?*

ЛІТЕРАТУРА: [33, С. 40–47]; [16, С. 118–135]; [3, С. 18–25]; [8, С. 37–48].

РОЗДІЛ 2

НИЗЬКОВОЛЬТНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ЖИТЛОВИХ БУДИНКІВ ТА КВАРТИР

2.1 Загальна характеристика низьковольтної електричної мережі житлових будинків та квартир

До поняття «житло» входять як будинки та квартири, так і приміщення різного призначення, присадибні будівлі та зовнішні установки. У кожному із зазначених приміщень або будівель у більшій чи меншій мірі використовуються різні електроприймачі, для електроживлення яких потрібні відповідні електроустановки та відповідна конфігурація електричної мережі.

Від загальної площі житлових та підсобних приміщень, їх складу, взаємного розташування та висоти залежить встановлена потужність світильників електричного освітлення, що забезпечують нормативні показники штучного висвітлення. Від вимог щодо температури у приміщеннях та кратності повітрообміну залежить встановлена потужність приладів опалення та вентиляції. Вимоги щодо надійності та безпеки визначають вибір типу та характеристик електроустаткування, що відповідає цим вимогам.

Основні вимоги до електроустановок житлових будинків, квартир, котеджів відображені у Правилах улаштування електроустановок (ПУЕ), Державних стандартах України (ДСТУ) та Міжнародної електротехнічної комісії (МЕК), будівельних нормах та правилах ДБН В.2.5-23, ДБН В.2.5-24, ДБН В.2.5-27, ДБН 3.05.06. Всі вимоги спрямовані на забезпечення надійності, електробезпеки, пожежної безпеки та економічності електроустановок за дотримання умов комфортного проживання людей.

Для користування різноманітними електричними приладами, які створюють комфортні умови проживання, житло оснащується електроустановками, що включають ввідно-розподільні пристрої, захисну та комутаційну апаратуру, розгалужену мережу електричної проводки. Оснащеність електроприймачами електроенергії квартир підвищеної комфортності в багатоквартирних будинках та будинках (котеджах) має принципові відмінності.

Так, у квартирах найбільш енергоємними споживачами енергії є електричні плити; пристрої, що створюють комфортні кліматичні умови (кондиціонери, вентилятори, обігрівачі тощо); об'єкти фізкультурно-оздоровчого призначення (тренажерні зали, сауни, джакузі тощо). Як правило, це однофазні споживачі електроенергії.

У будинках поряд із переліченими споживачами можуть бути використані різні насосні установки, водогрійні котли, електроопалювальні прилади та інші інженерні пристрої. Крім цього, на присадибних ділянках можуть

застосовуватися механізми: газонокосарки, електропили тощо. Частково такі споживачі є трифазними.

У всіх типах житла використовуються прив'язані до певного місця побутові прилади: холодильники та холодильні камери, мікрохвильові печі, посудомийні машини, кухонні комбайни, пральні машини, телерадіоапаратура тощо. До цієї ж категорії споживачів належать і персональні комп'ютери у комплекті з периферійними пристроями (принтери, плотери, сканери).

Широку гаму побутових електроприймачів становлять переносні електроприлади, які використовуються періодично: пирососи, праски, електрофени, електробритви, електрочайники, кавоварки, грилі.

В таблиці 2.1 наведено орієнтовні величини потужностей електроприймачів.

При проектуванні електроустановок квартир підвищеної комфортності та будинків доцільно розділити електроприймачів електроенергії на групи. Необхідність групового розподілу пов'язана із зменшенням навантаження на провoda. Також у разі виникнення несправності не буде знеструмлене все помешкання, а лише та кімната, в якій необхідний ремонт проводки. Основних груп чотири:

- I група – електричне освітлення;
- II група – споживачі розеткової мережі;
- III група – споживачі однофазні, що потребують окремого підведення електроенергії;
- IV група – споживачі трифазні.

Зазначений поділ дозволяє:

- оптимально спроектувати та виконати електричну мережу;
- вибрати захисну та комутаційну електричну апаратуру, що задовольняє вимогам селективності, надійності та безпеки;
- забезпечити рівномірне завантаження фаз (при трифазній мережі);
- раціонально скомпонувати та розмістити електрообладнання у приміщенні;
- виконати електричні проводки найбільш економічним та ергономічним способом, не порушуючи архітектурних та дизайнерських рішень у помешканні.

При проектуванні внутрішньої електричної мережі у будинку важливу роль відіграє знання режимів роботи побутових споживачів та їх вплив на мережу живлення.

На рис. 2.1 схематично наведено основні групи електроприймачів будинку, які підключені до розподільного щитка (внутрішньо-будинкового).

Таблиця 2.1. Орієнтовні величини потужностей електроприймачів

№ п/п	Найменування електроприймачів	Номінальна або встановлена активна потужність
1	Електричне освітлення вітальні	35...40 Вт/м ²
2	Електричне освітлення житлових кімнат (спалень)	25...30 Вт/м ²
3	Електричне освітлення кабінетів, бібліотек, ігрових, тощо	30...35 Вт/м ²
4	Електричне освітлення кухонь	25...30 Вт/м ²
5	Електричне освітлення холів, коридорів, тощо	20...25 Вт/м ²
6	Побутова розеткова мережа (телерадіоапаратура, холодильники, пилососи, праски, торшери, бра, настільні лампи та ін.)	100 Вт/розетка
7	Електроплита	10,5 кВт/плита
8	Пральна машина	2,2 кВт
9	Посудомийна машина	2,2 кВт
10	Сауна	4-12 кВт
11	Джакузі з підігрівом	2,5 кВт
12	Душова кабіна з підігрівом	3 кВт
13	Водонагрівачі акумуляційні	1,5...2 кВт
14	Водонагрівачі проточні	5...18 кВт
15	Кондиціонери	1,5...4 кВт
16	Електрокаміни	1...2 кВт
17	Кухонні комбайни, кавоварки, електрочайники та ін. (сумарно)	4...5 кВт/квартира
18	Тепла підлога в житловій кімнаті, кухні, передпокої	60 Вт/м ²
19	Тепла підлога у ванній, сауні, дитячій	80 Вт/м ²
20	Електричні опалювальні котли	4...24 кВт
21	Прилади електроопалення	70...100 Вт/м ²
22	Тепловентилятори	1,5...2 кВт
23	Електрокалорифери	3...6 кВт
24	Газонокосарки	1,5...1,8 кВт
25	Занурювальні насоси	0,75-1,5 кВт
26	Персональні комп'ютери	0,4...0,5 кВт

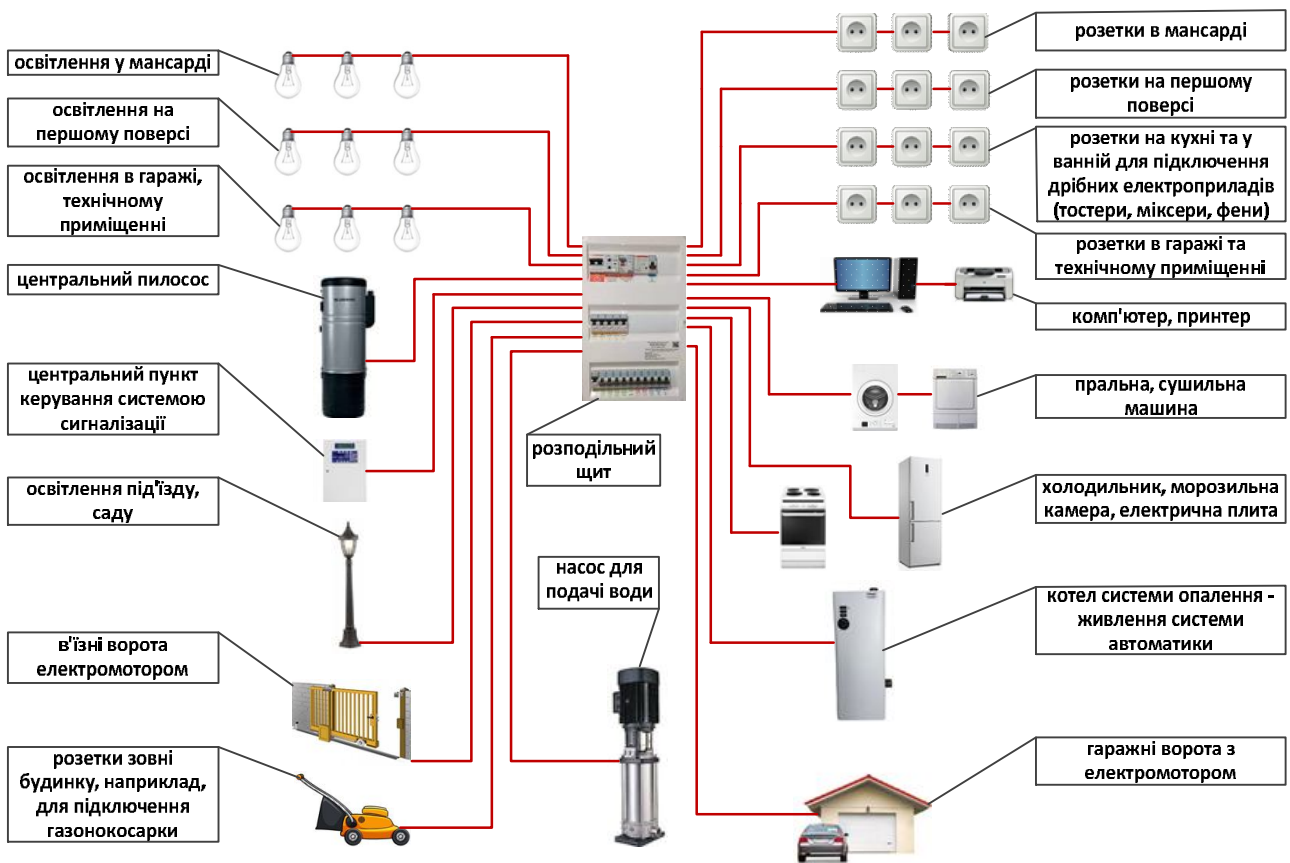


Рис. 2.1. Структурна схема основних електроприймачів будинку

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Від чого залежить встановлена потужність світильників електричного освітлення житлового приміщення?
2. Наведіть відмінності між електроприймачами квартир та будинків.
3. Наведіть основні групи побутових споживачів електроенергії.
4. Наведіть орієнтовні величини потужностей електроприймачів житлових приміщень.
5. Назвіть переваги, які надає умовний поділ побутових споживачів електроенергії на групи.

ЛІТЕРАТУРА: [62, С. 43–56]; [10, С. 163–196]; [26, С. 9–37]; [27, С. 42–51].

2.2 Електрична проводка внутрішніх електричних мереж

Внутрішня житлова електрична мережа напругою до 1000 В – це частина низьковольтної розподільної мережі від будинкового (квартирного)

розподільного щита (РЩ) до груп електроприймачів споживача. Внутрішні низьковольтні ЕМ мають у своєму складі *електроустаткування та електричну проводку* (електропроводку), які забезпечують електропостачання електроприймачів.

До *електроустаткування* відносяться: комутаційні апарати, розподільні пристрої, пристрої керування та захисту. *Електропроводка* – це сукупність проводів (кабелів, шин) з їх кріпленнями, підтримувальними та захисними конструкціями і деталями, установленими відповідно до чинних нормативних документів.

Електропроводка внутрішніх електричних мереж прокладена від групових, поверхових і квартирних щитків до загального освітлення, штепсельних розеток і стаціонарних електроприймачів, повинна бути трьохжильною (фазний – L, нейтральний – N та захисний – PE провідники).

Електропроводка поділяється за умовами навколишнього середовища на – внутрішню та зовнішню; за розміщенням – відкритою та приховану.

Відкрити електропроводку прокладають на поверхні стін, стелі, зовні. Кріплення проводів різноманітне: кабельний канал, гофр, плінтуси. Цей спосіб досить простий, і дозволяє змінювати конфігурацію електросистеми у разі потреби.

Приховану електропроводку прокладають усередині конструкцій: у стінах, трубах, коробах, заглибленнях тощо. Прихований спосіб монтажу у стінах передбачає вкладання кабелю у спеціально підготовлені виїмки – штроби, які потім будуть обштукатурюватися. Цей спосіб досить трудомісткий, але виглядає більш естетично: зовні немає ні дротів, ні коробів, які можуть зіпсувати вид приміщення. Його можна проводити тільки при первинному облаштуванні проводки або ж при капітальному ремонті приміщення. Після завершення всіх робіт неможливо змінити конфігурацію мережі. Обов'язковим для даного способу є складання плану з точним розташуванням прихованої електропроводки.

Для улаштування електропроводки використовують: ізольовані проводи; неізольовані проводи; проводи, прокладені на ізоляторах; шинопроводи та струмопроводи; захищені проводи і кабелі. Переважно електропроводка виконується захищеними проводами (кабелями) як з однодротвою, так і з багатодротовою жилою і має забезпечувати можливість легкого розпізнавання провідників за буквеним позначенням або кольором по всій довжині. Для виконання стаціонарної електропроводки дозволено використовувати гнучкі кабелі і проводи.

Електропроводку виконують таким чином, щоб запобігати пошкодженню оболонки та ізоляції проводів і кабелів, порушенню контактних з'єднань. Незахищені ізольовані проводи можна прокладати лише в кабельних трубопроводах, кабельних коробах і на ізоляторах. Заборонено прокладати незахищені ізольовані проводи приховано під штукатуркою, у бетоні, у цегельній кладці, у порожнинах будівельних конструкцій, а також відкрито по

поверхні стін і стель, на лотках, на тросах та інших конструкціях. У цьому разі застосовують ізольовані проводи із захисною оболонкою або кабелі.

Електропроводку, яку прикріплюють до стін або розташовують у стінах, прокладають горизонтально, вертикально або паралельно краям стін приміщення, тобто паралельно архітектурним лініям на відстані не більше ніж 150 мм від плит перекриття і не більше ніж 500 мм від підлоги. Електропроводку, яку розташовують у будівельних конструкціях без кріплення (стеля, підлога), можна прокласти по найкоротшому шляху. Виконувати електропроводку у вентиляційних каналах і шахтах заборонено.

У разі улаштування стаціонарної електропроводки ізольовані незахищені проводи прокладають в трубах кабельних трубопроводів, кабельних коробах або спеціальних кабельних коробах. Системи електропроводки в гнучких трубах можна використовувати для захисту гнучких ізольованих проводів.

Вводи в будинки та приміщення виконуються крізь стіни в кабельних проходках таким чином, щоб вода не могла накопичуватися в проході і проникати всередину будівлі. Відстань від проводів перед вводом і проводів вводу до поверхні землі має бути не меншою ніж 2,75 м.

Електропроводку виконують таким чином, щоб уникати пошкоджень від таких механічних зовнішніх впливів, як удари, проникнення сторонніх тіл, стиснення в стаціонарних електроустановках тощо. Такий захист забезпечують:

- належними механічними властивостями оболонки електропроводки;
- вибором місця розташування електропроводки;
- застосуванням додаткового захисту, у тому числі локального.

Електропроводку треба виконувати таким чином, щоб уникати механічних зусиль, прикладених до провідників і їх з'єднань, у тому числі з урахуванням можливих їх переміщень у місцях перетинів з температурними та осадовими впливами. Проводка в підлозі має бути захищеною шляхом прокладання в металевих трубах для унеможливлення її пошкодження за нормальної експлуатації підлоги. У місцях, де існує загроза пошкодження електропроводки гризунами або комахами, необхідно вибирати відповідний вид електропроводки або спосіб її прокладання. У разі значної кількості пилу передбачають заходи із запобігання його накопиченню в кількості, яка негативно впливає на тепловіддачу від електропроводки.

Для захисту електропроводки від шкідливої дії тепла зовнішніх джерел використовують один або декілька таких способів:

- екранування джерела тепла;
- віддалення від джерела тепла;
- вибір елементів електропроводки з урахуванням можливого нагрівання від джерел тепла;
- локальне застосування теплоізоляційного матеріалу.

Тепло може передаватися від систем опалення та гарячого водопостачання, технологічного і електричного обладнання, світильників і

опромінювачів, електроприладів, оброблюваних матеріалів, від сонячного випромінювання, навколишнього середовища.

Електропроводка має бути виконаною таким чином, щоб запобігати пошкодженням, пов'язаним із утворенням конденсату або попаданням води. У місцях, де можуть накопичуватися конденсат або волога, треба передбачати заходи щодо їх видалення.

У разі прокладання незахищених проводів на ізолювальних опорах у місцях проходження проводів крізь стіни або перекриття кожен провід треба прокладати в окремій ізоляційній трубі. У разі виходу із сухого (вологого) приміщення в сире або назовні будівлі з'єднання проводів треба виконувати в сухому (вологому) приміщенні.

Способи монтажу електропроводки залежно від використовуваних проводів і кабелів наведено в табл. 2.2.

Способи монтажу електропроводки залежно від місця прокладання проводів і кабелів регламентуються відповідно до стандарту ДСТУ HD 60364-5-52:2021 «Низьковольтні електричні установки. Частина 5-52. Вибірання та монтування електричного устаткування. Системи електропроводки».

Допустимі струми за нормальних умов експлуатації треба приймати такі їх значення, за яких температура ізоляції не перевищує допустимих значень, а саме:

- для термопластичної ізоляції з полівінілхлориду (PVC), поліетилену низької щільності (PE) або високої щільності (HDPE) температура жили не перевищує +70 °С;
- для термореактивної ізоляції зі зшитого поліетилену (XLPE), етиленпропіленової гуми (EPR) або високомодульної етиленпропіленової гуми (HEPR) температура жили не перевищує +90 °С;
- для мінеральної ізоляції (з оболонкою із полівінілхлориду або без такої оболонки), доступної до торкання, температура оболонки не перевищує +70 °С;
- для мінеральної ізоляції, не доступної до торкання (у тому числі з горючими матеріалами), температура оболонки не перевищує +105 °С.

Допустимі струми проводів і кабелів кожного кола електропроводки з перерізом мідних жил до 16 мм², (алюмінієвих - до 25 мм²) в залежності від способу прокладання визначають згідно з розділом 1.3 «Правила улаштування електроустановок», ДСТУ ІЕС 60287-1-3 або за документацією виробників кабельно-провідникової продукції. Перерізи провідників електропроводки мають задовольняти вимоги 2.1.44-2.1.47 ПУЕ (табл. 2.3).

Найменші перерізи струмовідних жил в стаціонарних електропроводках за умови механічної міцності складають:

- для ізольованих мідних проводів – 1,5 мм² та алюмінієвих – 2,5 мм²;
- для неізольованих мідних проводів – 10 мм² та алюмінієвих – 16 мм².

Таблиця 2.2. Способи улаштування електропроводки*

Проводи та кабелі	Спосіб улаштування							
	Без кріплення	Безпосереднє кріплення	У трубах	У кабельних коробах ¹⁾	У спеціальних кабельних коробах	На лотках, полицях ²⁾	На ізоляторах, клицях	На тросі (струні)
Неізольовані (голі) проводи	-	-	-	-	-	-	+	-
Ізольовані проводи ³⁾	-	-	+	+ ⁴⁾	+	-	+	-
Захищені ізольовані проводи і кабелі в оболонці(включаючи броньовані і в мінеральній ізоляції)	Багатожильні	+	+	+ ⁵⁾	+	+	+/-	+
	Одножильні	+/-	+	+	+	+	+/-	+

* «+» – рекомендовано; «-» – заборонено; «+/-» – допускається

1) Включаючи короби-плінтуси і короби в підлозі.

2) Включаючи драбини, кронштейни.

3) Для ізольованих проводів, які використовують як захисні провідники або захисні провідники у пристроях вирівнювання потенціалу, може бути використано будь-який вид монтажу; їх не обов'язково прокладати в трубах, кабельних коробах або в спеціальних кабельних коробах.

4) Ізольовані незахищені проводи дозволено застосовувати в разі, якщо кабельні коробки забезпечують ступінь захисту, не менший ніж IP4X або IPXXB (ДСТУ EN 60529:2018), та якщо кришку короба можна вилучати за допомогою інструмента або умисних дій.

5) Самоутримні ізольовані проводи (СПП) для уводів у приміщення.

Найменші перерізи струмовідних жил в гнучких електропроводах за умови механічної міцності для ізольованих мідних проводів складають – 0,75 мм².

Що стосується PEN-провідників, то однофазні дво- та трипровідні лінії, а також трифазні, чотири- та п'ятипровідні лінії, які живлять однофазні електроприймачі, повинні мати переріз нейтральних N-провідників, що дорівнює перерізу фазних провідників.

Трифазні, чотири- та п'ятипровідні лінії, які живлять трифазні електроприймачі навантаження, повинні мати переріз нейтральних N-провідників, рівний перерізу фазних провідників до 16 мм² по міді і 25 мм² по алюмінію, а за більшого перерізу – не менше за 50 % перерізу фазних провідників.

Переріз PEN-провідників повинен бути не меншим ніж переріз N-провідників і не меншим за 10 мм² по міді та 16 мм² по алюмінію незалежно від перерізу фазних провідників.

Переріз PE-провідників повинен дорівнювати перерізу фазних до 16 мм² та 16 мм² – за перерізу фазних провідників від 16 до 35 мм² і 50 %

перерізу фазних провідників за більших перерізів. Переріз РЕ-провідників, що не входять до складу кабелів, повинен бути не меншим за $2,5 \text{ мм}^2$ за наявності механічного захисту та 4 мм^2 за його відсутності.

В табл. 2.3 наведено значення допустимого довготривалого струму для проводів з мідними жилами із гумовою та полівінілхлоридною ізоляцією (Таблиця 1.3.4 ПУЕ-2017).

Зауваження

Для виконання електропроводки бажано використовувати провoda з мідною жилою. Використання алюмінієвої проводки в житлових спорудах не рекомендується.

Таблиця 2.3. Допустимий довготривалий струм для проводів з мідними жилами

Переріз струмовідної жили, мм^2	Струм, А, для проводів, прокладених					
	відкрито	у одній трубі				
		двох одножильних	трьох одножильних	чотирьох одножильних	одного двожильного	одного трижильного
1	17	16	15	14	15	14
1,2	20	18	16	15	16	14,5
1,5	23	19	17	16	18	15
2	26	24	22	20	23	19
2,5	30	27	25	25	25	21
3	34	32	28	26	28	24
4	41	38	35	30	32	27
5	46	42	39	34	37	31
6	50	46	42	40	40	34
8	62	54	51	46	48	43
10	80	70	60	50	55	50
16	100	85	80	75	80	70
25	140	115	100	90	100	85
35	170	135	125	115	125	100
50	215	185	170	150	160	135
70	270	225	210	185	195	175
95	330	275	255	225	245	215

У разі сумісного прокладання групи проводів або кабелів значення допустимих струмів електропроводки мають бути помноженими на поправні коефіцієнти (ПУЕ, табл. 2.1.15). У разі відхилення температури повітря від $+30 \text{ }^\circ\text{C}$ (землі – від $+20 \text{ }^\circ\text{C}$) ці допустимі струми потрібно помножувати на коефіцієнти (ПУЕ, табл. 2.1.14). Для груп проводів і кабелів, які мають різну максимальну температуру нагрівання, допустиме струмове навантаження розраховують з поправним коефіцієнтом, який відноситься до тієї частини проводів і кабелів, допустима температура нагрівання яких є мінімальною. Для проводів і кабелів в групі, струм навантаження яких не перевищує 30 % допустимого значення, поправні коефіцієнти не застосовують. Якщо умови охолодження електропроводки змінюються вздовж траси, то допустимий струм навантаження визначають для частини, де вони є найбільш несприятливими.

Падіння напруги в електропроводці не повинно перевищувати значень наведених в табл. 2.4. Значення, які перевищують наведені в табл. 2.4, можуть бути допустимими у випадках відключення обладнання із значними пусковими струмами за умови, що в період пуску напруга залишається в межах, визначених стандартами на обладнання.

Таблиця 2.4. Граничне падіння напруги в електропроводці

Тип електроустановки		Падіння напруги в мережах, %	
		освітлення	інших
А	Установки низької напруги, які живляться безпосередньо від загальної системи електропостачання низької напруги	3	5
В	Установки низької напруги, які живляться від індивідуального джерела низької напруги	6	8

Під час вибору перерізів провідників електропроводки не враховують перехідні процеси в електричних мережах та зміни напруги в аварійних режимах роботи.

З'єднання, відгалуження та окінцювання жил проводів і кабелів виконується за допомогою опресовування, зварювання, паяння або механічного стискання (гвинтами, болтами) для забезпечення електричної неперервності, механічної міцності та захисту з врахуванням матеріалу провідника, типу ізоляції, кількості провідників та кількості і форму дротів, які формують площу перерізу провідника. У місцях з'єднання, відгалуження і приєднання жил проводів або кабелів має бути передбачено запас проводу, який забезпечує можливість повторного з'єднання, відгалуження або приєднання.

Зауваження

З'єднання шляхом паяння провідників силових кіл не рекомендується до застосування.

Місця з'єднання повинні мати ізоляцію, рівнозначну ізоляції жил цілих місць цих проводів і кабелів.

З'єднання і відгалуження проводів треба виконувати в з'єднувальних і відгалужувальних негорючих коробках. В разі, коли до однієї з'єднувальної коробки підведено декілька кіл, затискачі різних кіл мають бути розділеними ізоляційними перегородками.

В житлових приміщеннях, кабельних спорудах, виробничих приміщеннях і електроприміщеннях для відкритої електропроводки треба застосовувати проводи і кабелі з оболонками із стійких до поширення полум'я або негорючих матеріалів. У разі відкритого прокладання захищених проводів і кабелів з оболонками із горючих матеріалів відстань у просвіті від проводу (кабелю) до поверхні основ, конструкцій, деталей із горючих матеріалів має становити не менше ніж 10 мм.

Електричні кола змінного струму з лінійною напругою до 50 В і понад 50 В (постійного струму з напругою між полюсами до 120 В і понад 120 В) не мають сумісно знаходитися в електропроводці.

Якщо незахищені ізольовані проводи перетинаються з незахищеними або захищеними ізольованими проводами з відстанню між проводами, меншою ніж 10 мм, то в місцях перетину на кожен незахищений провід має бути накладено відповідну додаткову ізоляцію.

В електричні кола змінного струму, які мають електричні приймачі, що виступають джерелами електромагнітної емісії вищих гармонік (кондуктивного чи індуктивного характеру впливу: індукційні нагрівальні елементи, електричні двигуни, люмінесцентні лампи, частотні перетворювачі, комутаційні апарати тощо), необхідно застосовувати спеціальні засоби захисту – екранована електропроводка, біфілярна електропроводка (скручені пари), фільтри, радіальна схема приєднання захисних провідників до кільцевого заземлювального провідника вирівнювання потенціалу.

Заборонене об'єднання нейтральних і захисних провідників різних групових ліній. Нейтральний та захисний провідники не можна підключати на щитках під спільний контактний затискач (шину).

Зауваження

Необхідно, щоб всі основні елементи електроустаткування та електропроводки знаходилися у доступних місцях. Вимикачі потрібно встановлювати на висоті 600...1500 мм від підлоги. Вони повинні розташовуватися так, щоб двері не заважали доступу до них. Також рекомендується розташовувати вимикачі на відстані 100...200 мм від дверного отвору. Розетки повинні знаходитися на висоті 500...800 мм від підлоги (не вище 1 м від рівня підлоги, а у приміщеннях для перебування груп дітей на висоті 1800 мм від рівня підлоги). Проводка та всі електроприлади повинні бути розміщені не ближче ніж 500 мм від печей, опалювальних приладів, труб та інших джерел тепла. Електропроводку слід монтувати на деякій відстані від підлоги – 150...200 мм, стелі – 150 мм, перекриттів – 50...100 мм, дверних та віконних отворів – 100...200 мм, газових труб – 500 мм. Вимикачі та розетки у помешканні необхідно встановлювати на одній висоті.

Схему виконання електропроводки складають на основі плану будинку або квартири. Вона складається з двох частин – електричної принципової і електричної монтажної. Електрична принципова схема електропроводки в приватному будинку (квартирі) показує спосіб включення в групове коло електроприймачів і їх кількість. Монтажна схема визначає місця монтажу електроустаткування. Монтажна схема відображається на плані квартири (будинку), який зображується у масштабі, з нанесенням всіх умовних позначень. На монтажній схемі обов'язково повинно бути зазначене точне проходження всіх ліній, розташування квартирної щита, вимикачів, монтажних коробок, освітлення і розеток.

Монтажна план-схема електропроводки дозволяє підрахувати довжину необхідних проводів і кабелів та додаткових витратних матеріалів.

Зауваження

Схема, на якій показані основні електричні зв'язки, існуючі між усіма елементами, які зображені з допомогою спеціальних умовних графічних і буквено-цифрових позначень, називається принциповою схемою. Принципова схема найчастіше зображується однолінійно.

Однолінійною схемою називають таку схему, на якій всі фазні провoda відображені лише однією лінією і не відображається нульовий провідник, а захисні апарати і електроприймачі зображені схематично, без вказання схеми їх підключення.

Умовні позначення на електричних принципових і монтажних схемах наносяться у відповідності ДСТУ 2.710-81 «Позначення буквено-цифрові в електричних схемах» та ДСТУ 21.614-88 «Зображення умовні графічні електрообладнання і провідок на планах».

На рис. 2.2 наведено приклад план-схеми електропроводки в квартирі.

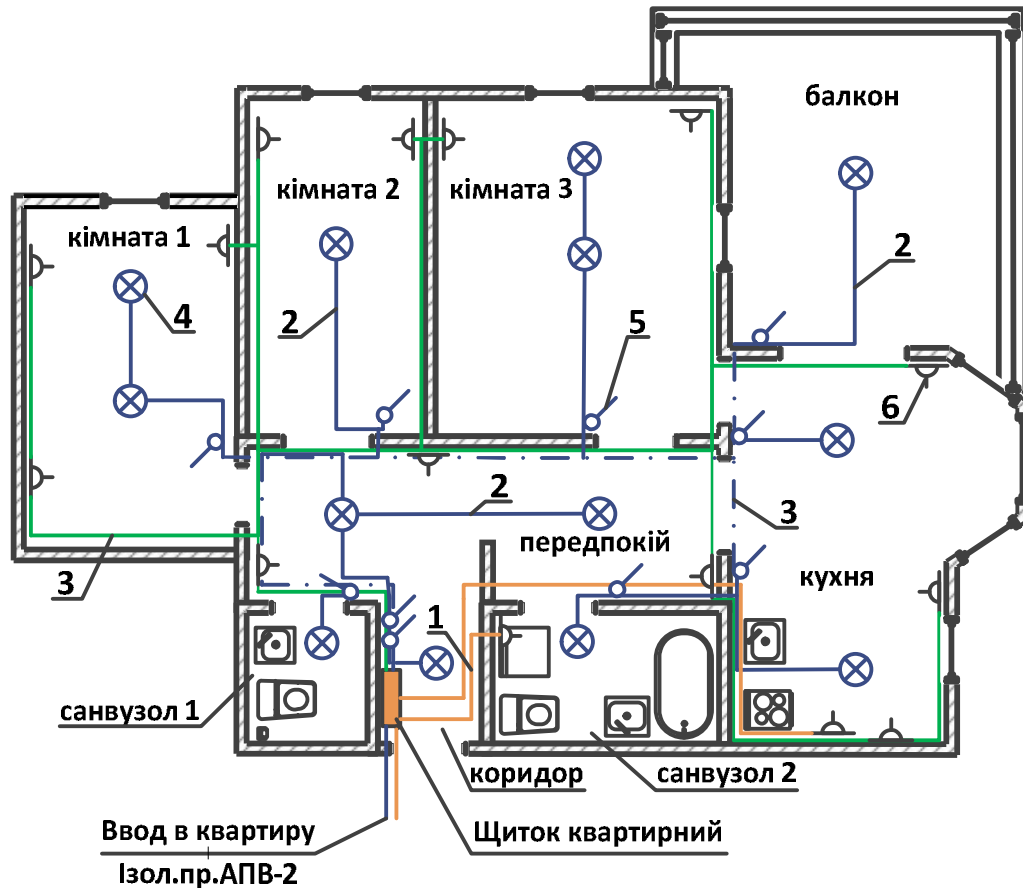


Рис. 2.2. План-схема електропроводки в квартирі: 1 – кабель (електрична плита та пральна машина); 2 – провід (групове розведення для освітлення); 3 – провід з негорючою оболонкою (групове розведення під електричні розетки); 4 – патрони під електричне освітлення; 5 – електричні вимикачі; 6 – електричні розетки

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Наведіть визначення поняття «електропроводка».*
2. *Які основні вимоги висуваються до електропроводок і кабельних ліній внутрішніх мереж житлових будинків і квартир?*
3. *Наведіть поділ електропроводки за умовами навколишнього середовища.*

4. Назвіть основні провідникові матеріали улаштування електропроводки.
5. Наведіть основні вимоги та способи прокладання електропроводки.
6. Якими параметрами обмежуються допустимі струми проводів і кабелів за нормальних умов експлуатації?
7. Наведіть найменші перерізи струмовідних жил в стаціонарних електропроводах за умови механічної міцності.
8. Наведіть мінімальні перерізи N-провідників та PEN-провідників.
9. Наведіть максимальні значення падіння напруги в електропроводці.
10. Назвіть варіанти виконання з'єднання, відгалуження та окінцювання жил проводів і кабелів.
11. Назвіть на основі чого складають схему виконання електропроводки.

ЛІТЕРАТУРА: [93, С. 15–45]; [10, С. 219–231]; [25, С. 43–63, 76–83]; [26, С. 9–37]; [27, С. 42–51].

2.3. Загальні принципи вибору типу та застосування низьковольтних проводів і кабелів

За проектування електропроводок визначають тип проводу (кабелю) та переріз струмопровідного провідника, а також способи їх прокладання. У межах житлових будівель використовуються, як правило, ізольовані провoda та кабелі з мідними жилами напругою до 1000 В.

Типи проводів або кабелів визначають:

- вид ізоляції струмопровідних жил (гумова, полівінілхлоридна, поліетиленова тощо);
- наявність загальних оболонки та обплетення;
- горючість ізоляційного матеріалу;
- матеріал струмопровідних жил (мідь, алюміній);
- гнучкість матеріалу струмоведучої жили;
- конструктивне виконання (круглий, плоский, самонесучий);
- спеціальне призначення (наприклад: для водонавантажувальних насосів;
- підвищеної термічної стійкості тощо);
- напруга (250, 380, 660 та 1000 В);
- число струмопровідних жил.

Вибір типу проводу (кабелю) залежить від наступних факторів:

- від передбачуваного місця прокладання та способу монтажу (у землі, у повітрі, у трубах, у коробах, на лотках та кронштейнах, відкрито без кріплення, відкрито на ізоляторах, приховано);
- від категорії приміщень (сухі, вологі, сирі, особливо сирі, особливо сирі з хімічноактивним середовищем);

- від впливу зовнішніх впливів (температура навколишнього середовища; наявність води, пилу, корозійно-активних та забруднюючих речовин; механічні зовнішні дії; наявність флори та фауни; сонячне проміння; конструкція будівлі).

Вибрані провідники та пристрої, що їх захищають, повинні задовольняти наступним умовам:

- проводити, не перегріваючись, розрахунковий струм навантаження, а також витримувати короточасні навантаження;
- падіння напруги у провіднику не повинно перевищувати нормованих значень;
- захисні пристрої (автоматичні вимикачі, запобіжники) повинні захищати провідники від перевантаження та коротких замикань.

Окрім перерахованого вище провідники вибираються і по механічній міцності та гнучкості.

На теперішній час виробники поставляють значну кількість типів проводів та кабелів. У кабельно-провідниковій продукції різного призначення наявні відміноості в принципах маркування.

Зауваження

Електричний кабель – кабельний виріб (призначений для прокладання в навколишньому середовищі, зокрема, в землі і під водою), що містить одну або більше ізольованих струмопровідних жил, які укладені в металеву або неметалеву оболонку, поверх якої в залежності від умов прокладання та експлуатації можуть бути нанесені відповідний захисний покрив, в який може входити броня.

Електричний провід – кабельний виріб (не призначений, як правило, для прокладки в землі), що містить один чи кілька скручених провідників або одну чи більше ізольованих струмопровідних жил, поверх яких залежно від умов прокладання та експлуатації може бути нанесена легка неметалева оболонка, зверху якої може мати місце обвитка з волокнистих матеріалів або проволоч.

Найбільш поширена буквено-цифрова аббревіатура маркування силових проводів (кабелів) з ПВХ і гумовою ізоляцією має наступну інтерпретацію:

- А** – (перша буква) алюмінієва жила, при її відсутності - мідна жила;
- АС** – алюмінієва жила і свинцева оболонка;
- АА** – алюмінієва жила і алюмінієва оболонка;
- Б** – броня з двох сталевих пластин з антикорозійним захисним покривом.
- БН** – те ж, але з негорючим захисним покривом;
- б** – без подушки.
- В** – перша (при відсутності А) буква - ПВХ ізоляція;
- В** – друга (при відсутності А) буква - ПВХ оболонка;
- Г** – на початку позначення - кабель призначений для гірських виробок, в кінці позначення - відсутність захисного покриву поверх броні або оболонки (“голий”);
- г** – з водоблокуючою стрічкою герметизації металевого екрана (в кінці позначення);
- 2г** – алюмополімерная стрічка поверх герметизованого екрану;

- Шв** – захисний покрив у вигляді випресованного шланга (оболонки) з полівінілхлориду;
- Шп** – захисний покрив у вигляді випресованного шланга (оболонки) з поліетилену;
- ШПС** – захисний покрив з випресованного шланга з самозагасаючого поліетилену;
- К** – броня із круглих оцинкованих сталевих дротів, поверх яких накладено захисний покрив. Якщо стоїть на початку позначення - контрольний кабель;
- С** – свинцева оболонка;
- О** – окремі оболонки поверх кожної фази;
- Р** – гумова ізоляція;
- НР** – гумова ізоляція і оболонка з гуми, що не підтримує горіння;
- П** – ізоляція або оболонка з термопластичного поліетилену (в кінці позначення – плоский);
- Пс** – ізоляція або оболонка з самозагасаючого поліетилену (що не підтримує горіння);
- Пв** – ізоляція з вулканізованого поліетилену;
- Т** – з підвищеною теплостійкістю (остання буква в аббревіатурі)
- УН** – універсальний;
- ББГ** – броня профільованої сталеві стрічки;
- нг** – не підтримує горіння;
- гд (LS)** – з пониженим димовиділенням (Low Smoke);
- нг-LS (гд)** – не підтримує горіння з пониженим димовиділенням;
- FR** – з підвищеною вогнестійкістю (в якості вогнетривкого матеріалу зазвичай застосовується слюдомістка стрічка);
- FRLS** – з пониженим димовиділенням, з підвищеною вогнестійкістю;
- Е** – екран з мідних дротів із спіралью накладеної мідної стрічки;
- КГ** – кабель гнучкий.

Інтерпретація деяких особливих аббревіатур:

- ПНСВ** – провід нагрівальний, сталева жила, вінілова оболонка;
- ПВ1, ПВ3** – провід з поліхлорвініловою ізоляцією, 1-го та 3-го класу гнучкості жили.
- ПВС** – провід в поліхлорвініловій оболонці з'єднувальний.
- ШВВП** – шнур з поліхлорвініловою ізоляцією, в поліхлорвініловій оболонці, плоский.
- ПУНП** – провід універсальний плоский.
- ПУГНП** – провід універсальний плоский гнучкий.

Поряд з аббревіатурою типу провoda (кабелю) наводяться цифрові позначення кількості жил та площа поперечного перерізу жили.

Наприклад: $3 \times 1,5$ – трьохжильний провід, переріз жил $1,5 \text{ мм}^2$ кожна; $3 \times 50 + 1 \times 16$ – три жили по 50 мм^2 та одна 16 мм^2 . Якщо в перерізі немає знаку множення, а стоїть одне число – це за замовчанням провідник з однією жилою, число вказує переріз (ПВС 2,5 – аналогічно ПВС $1 \times 2,5$).

Зауваження

Електричний шнур — гнучкий ізолюваний провід (перетином від 0,35 до $1,5 \text{ мм}^2$), який використовується для під'єднання побутових електроприладів до електричної мережі. Гнучкість проводів та кабелів визначається сімома категоріями, жила з одного провідника – це 1 категорія, а багато провідників, найбільш гнучкі – сьома.

Теоретично в аббревіатуру типу кабелю, провода або шнура можуть входити сім-вісім букв не враховуючи цифр. Практично при позначенні типів (марок) кабельної продукції обходяться меншою кількістю літер. Це пояснюється тим, що деякі літери не ставляться, наприклад, у позначенні мідної жили, відсутність броні або захисного покриття тощо.

Колір матеріалу ізоляції жил проводів відображає певну особливість маркування. Це робиться для того, щоб була можливість зрозуміти, який провідник відповідає якому на початку та в кінці провода (кабелю). Функцію жили визначають за кольором її ізоляції: біла (іноді червона, чорна або коричнева) відповідає фазі; синя – нулю (N); жовто-зелена – захисного заземлення (PE).

Якщо фазна ізоляція жил проводів відрізняється за кольором, тоді маркування називається колірним. Окрім колірного маркування ізоляції жил проводів можливий – цифровий. За цього способу на поверхню ізоляції періодично (рівні проміжки по довжині) наносяться цифрові позначки (нумерація). Маркування кабельно-провідникової продукції визначається виробником і залежить від можливостей технологічного процесу та обладнання.

Ще однією особливістю маркування проводів та кабелів є нанесення інформації на виріб в зв'язку з тим, що деякі провідникові вироби дуже схожі між собою зовні. Особливо це стосується різних варіантів проводів, наприклад: типи проводів ВВГ, ВВГнг – між ними відмінності візуально практично не помітні. Тому, для ідентифікації проводів (кабелів), виробники наносять на зовнішнє покриття через рівні проміжки по довжині інформацію, яка відображає тип виробу, а іноді і назва заводу-виробника, рік випуску.

Виробники можуть самі визначати повноту нанесення даних на свій продукт: це визначається їх можливістю та встановлюється у Технічних умовах, які у них запроваджені.

На рис. 2.3 та рис. 2.4 наведено загальний вигляд кабелю типу ВВГП та прооводу ШВВП, відповідно.

В табл. 2.5 та табл. 2.6 наведено характеристику, застосування, можливу кількість жил та їх переріз деяких основних низьковольтних кабелів та проводів з мідними жилами.

Зауваження

Основна відмінність силових кабелю та провода полягає у товщині ізоляції та зовнішньої оболонки. Як правило товщина ізоляції та захисної оболонки провода менша ніж кабелю. Провід є більш гнучким в

порівнянні з кабелем. Окрім цього, провід має менший термін служби – до 10 років, а кабель підлягає більш тривалій експлуатації – до 30 років.

До низьковольтних проводів висуваються менш жорсткі вимоги, і вони проходять тестування випробувальною напругою 2 кВ, тоді як низьковольтний кабель перевіряють напругою в діапазоні від 3 до 3,5 кВ.



Рис. 2.3. Низьковольтний трьохжильний кабель типу ВВГП: плоский, з полівинілхлоридною захисною оболонкою та фазною ізоляцією з мідними монолітними жилами без захисного покрову поверх захисної оболонки

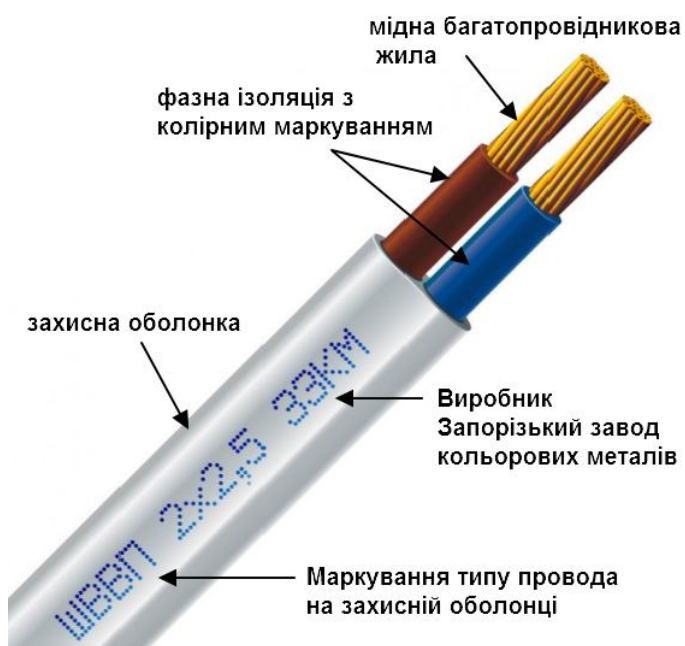


Рис. 2.4. Низьковольтний двохжильний провід типу ШВВП 2×2,5: шнур з поліхлорвініловою ізоляцією, в поліхлорвінілової оболонці, плоский, з мідними багатопровідниковими жилами без захисного покрову поверх захисної оболонки

Таблиця 2.5 Основні характеристики низьковольтних кабелів

Тип, марка кабеля	Коротка характеристика	Ізоляція	Оболонка	Число жил	Переріз жил, мм ²	Напруга, В
ВВГ	Кабель з мідною жилою без захисного покрову	Полівінілхлоридна	Полівінілхлоридна	1	1,5-50	660, 1000
				2	1,5-50	
				3	1,5-240	
				4	1,5-185	
				5	1,5-25	
ВВГ _{нг}	Те ж, не підтримує горіння	Полівінілхлоридна	Полівінілхлоридна	2	1,5-10	660
				4	1,5-10	
ВВГ-П	Те ж, плоский	Полівінілхлоридна	Полівінілхлоридна	2	1,5-16	660
				3	1,5-4	
ПВГ	Кабель з мідною жилою без захисного покрову	Поліетиленова	Полівінілхлоридна	1	1,5-10	660
				2	1,5-10	
				3	1,5-10	
				4	1,5-10	
ВРГ	Кабель з мідною жилою без захисного покрову	Резинова	Полівінілхлоридна	1	1,5-35	660
				2	1,5-35	
				3	1,5-35	
				4	1,5-35	
НРГ	Те ж	Резинова	Резинова, не підтримує горіння	1	1,5-10	660
				2	1,5-10	
				3	1,5-10	
				4	1,5-10	

Для квартир та будинків (котеджів) за всіх видів розведення довжина проводів та кабелю розраховується виходячи з розмірів приміщень та кількості груп електроприймачів.

Переріз струмопровідної жили проводів та кабелів вибираються згідно з ПУЕ за умовою нагрівання довготривалим розрахунковим струмом у нормальному та післяаварійному режимах та перевіряються за втратами напруги у відповідності струму обраного апарату захисту та умовам навколишнього середовища. При прокладанні всередині приміщень переріз жили вибирається за максимальним розрахунковим струмом навантаження.

Допустимий довготривалий струм для проводів ПВ1, ПВ3, ППВ з мідними жилами із гумовою та полівінілхлоридною ізоляцією (без броні і без оболонки) наведено в табл.2.7.

Таблиця 2.6 Основні характеристики низьковольтних проводів

Тип, марка провода	Коротка характеристика	Ізоляція	Оболонка	Число жил	Переріз жили, мм ²	Напруга, В
ПВ1	Провід з мідною монолітною жилою не гнучкий	Полівінілхлоридна	Відсутня	1	0,5-10 16-95	450
ПВ2	Провід з мідною монолітною жилою нормальної гнучкості			1	2,58-95	
ПВ3	Провід з мідною монолітною жилою підвищеної гнучкості			1	0,5-95	
ПВ4	Провід з мідною монолітною жилою високої гнучкості			1	0,5-10	
ППВ	Плоский, з роздільною основою	Полівінілхлоридна	Відсутня	2, 3	0,75-4,0	450
ПВС	Гнучкий, зі скрученими жилами	Полівінілхлоридна	Полівінілхлоридна	2,3,4,5	1,5-2,5	380
ПУНП	Мідна жила, універсальний, плоский	Полівінілхлоридна	Полівінілхлоридна	2, 3	1,0-6	250
ПР	Провід з мідною жилою	Резинова	Резинова з х/б оплетінням	1	1,5-10	660
ПРТ	Те ж, з підвищеною теплостійкістю					
ПРН	Те ж, еє розповсюджує горіння	Резинова	Резинова	1	1,5-120	660
ПРГН	Те ж, гнучкий	Резинова	Резинова	1	1,5-120	660

При прокладанні від п'яти до дванадцяти одножильних проводів у трубі, лотку або коробі приймаються значення з другої колонки (проводи прокладені відкрито в повітрі) з урахуванням знижувальних коефіцієнтів: 0,68 – для п'яти та шести проводів; 0,63 – від семи до дев'яти проводів; 0,60 – від десяти до дванадцяти проводів.

Допустимий тривалий струм для проводів ВВГ, ВВГ-П, ВВГнг, ВВГнг-LS, ВБбШв, ПВС, ПВСнг, ПВСнг-LS, ШВВП з мідними жилами з гумовою ізоляцією в металевих захисних оболонках і кабелів з мідними

жилами з гумовою ізоляцією у свинцевій, полівінілхлоридній, найритовій або гумовій оболонках, броньованих і неброньованих наведено в табл. 2.8

Таблиця 2.7. Допустимий тривалий струм для проводів ПВ1, ПВ3, ППВ з мідними жилами

Переріз струмовід ної жили, мм ²	Струм, А, для проводів, прокладених					
	відкрито	у одній трубі				
		двох одножильних	трьох одножильних	чотирьох одножильних	одного двожильного	одного трижильного
1	17	16	15	14	15	14
1,2	20	18	16	15	16	14,5
1,5	23	19	17	16	18	15
2	26	24	22	20	23	19
2,5	30	27	25	25	25	21
3	34	32	28	26	28	24
4	41	38	35	30	32	27
5	46	42	39	34	37	31
6	50	46	42	40	40	34
8	62	54	51	46	48	43
10	80	70	60	50	55	50
16	100	85	80	75	80	70
25	140	115	100	90	100	85
35	170	135	125	115	125	100
50	215	185	170	150	160	135
70	270	225	210	185	195	175
95	330	275	255	225	245	215

Струми в табл. 2.7 та табл. 2.8 наведено для проводів і кабелів незалежно від наявності чи відсутності PEN-(N-) жили. Для кабельних виробів, прокладених у сталевих лотках і пластикових коробах, приймають струмове навантаження, яке дорівнює силі струму при прокладанні в повітрі.

У реальних умовах при прокладанні електропроводки всередині приміщень допустимий струм провідника залежить від:

- температури навколишнього середовища;
- способу прокладання електропроводки;
- взаємного впливу прокладених рядом електричних проводів.

На підставі аналізу матеріалів та рекомендацій щодо вибору перерізу провідників ведучих світових електротехнічних компаній фірмою Schneider Electric розроблена методика⁵ врахування зазначених факторів, яка рекомендована до використання при проектуванні багатоквартирних житлових будівель та котеджів. Врахування кожного з цих факторів здійснюється за

⁵ <https://www.proektant.org/arh/881.html>

допомогою відповідних коефіцієнтів, які визначають їх вплив на величину допустимого струму.

Таблиця 2.8. Допустимий тривалий струм для кабелів ВВГ, ВВГ-П, ВВГнг, ВВГнг-LS, ВБШв, ПВС, ПВСнг, ПВСнг-LS, ШВВП з мідними жилами

Переріз струмовідної жили, мм ²	Струм, А, для проводів і кабелів				
	одножильних	двожильних		трижильних	
	у разі прокладання				
	у повітрі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
1,5	23	19	33	19	27
2,5	30	27	44	25	38
4	41	38	55	35	49
6	50	50	70	42	60
10	80	70	105	55	90
16	100	90	135	75	115
25	140	115	175	95	150
35	170	140	210	120	180
50	215	175	265	145	225
70	270	215	320	180	275
95	325	260	385	220	330

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Наведіть визначення поняття «електричний шнур».*
2. *Які основні характеристики кабелів та проводів визначають їх маркування?*
3. *Наведіть найбільш поширену аббревіатура маркування силових проводів (кабелів).*
4. *Назвіть основний матеріал виконання ізоляції та захисної оболонки силових проводів (кабелів).*
5. *Розшифруйте позначення типу проводу ВВГнг 3×2,5; АВВГ 2×16.*
6. *Розшифруйте позначення типу проводу ВРГ 16.*
7. *Яку особливість відображає колір матеріалу ізоляції жил проводів та кабелів?*
8. *Які функції жил відображають кольори ізоляції: синій та жовто-зелений?*
9. *Наведіть назви типів маркування функції жили.*
10. *Наведіть основні відмінності електричних кабелів від проводів.*

ЛІТЕРАТУРА: [93, С. 194–231]; [74, С. 1–2]; [110, С. 90–92].
[9, С. 23–42]

2.4. Функціональні схеми розподільного щитка електропостачання квартир та котеджів

Відповідно схем розподілу електричної енергії всередині житлових будинків можна навести перелік основних термінів і визначень щодо складових частин електропостачальної системи.

Розподільний щит – металевий щит у спеціальній шафі або ящику з дверцятами, що закриваються на ключ, в якому встановлюються комутаційні апарати та пристрої захисту електричних мереж, розподілу та обліку електроенергії.

Головним розподільним щитом (ГРЩ) називають розподільний щит, через який здійснюють живлення електроенергією всього будинку або його відокремленої частини. Функції ГРЩ може виконувати ввідно-розподільний пристрій або щит низької напруги підстанції.

Ввідним пристроєм (ВП) називають сукупність конструкцій, апаратів і приладів, установлених на вводі лінії живлення в будинок або його відокремлену частину, а живлення здійснюють від ГРЩ.

Ввідно-розподільним пристроєм (ВРП) називають ВП, що містить у собі також апарати та прилади на відхідних лініях.

Вторинним розподільним щитом (ВРЩ) називають розподільний щит, що одержує електроенергію від ГРЩ або ВРП і розподіляє її по групових щитках і розподільних пунктах будинку.

Груповим щитком – називають пристрій, у якому встановлені апарати захисту та комутаційні апарати (або лише апарати захисту) окремих груп світильників, штепсельних розеток і стаціонарних електроприймачів.

Поверховим розподільним щитком називають щиток, установлений на поверхах житлових будинків і призначений для живлення квартир або внутрішніх квартирних щитків. Поверховий щиток установлюють на клітці сходів, у холі або коридорі на поверсі.

Квартирним щитком називають груповий щиток, установлений у квартирі і призначений для приєднання мережі, від якої живляться світильники, штепсельні розетки та стаціонарні електроприймачі квартири.

Схеми розподілу електричної енергії всередині житлових будинків визначаються надійністю електропостачання, числом поверхів, планувального рішення будівлі, наявності підвального поверху і допоміжних приміщень та об'єктів.

У багатоквартирному будинку встановлюється ввідно-розподільний пристрій для приєднання внутрішніх електричних мереж будівлі до зовнішніх ліній живлення, а також для розподілу електричної енергії всередині будівлі і захисту ліній, що відходять, від перевантажень і коротких замикань.

Для електропостачання квартир від ВРП відходять лінії живлення, що складаються з горизонтальних і вертикальних ділянок (стояків). До

горизонтальних ділянок кожної лінії можуть приєднуватися один або кілька стояків. Однак слід враховувати, що при короткому замиканні на одному з стояків спрацює захист на ВРП і лінія живлення відключається, при цьому частина квартир залишиться без електропостачання. Тому для підвищення надійності електропостачання квартир, а також для зручності виконання ремонтних робіт на кожному відгалуженні до стояка встановлюється захисний апарат. Крім ліній, що живлять квартири, від ВРП відходять внутрішньобудинкові лінії, які забезпечують живлення електроустаткування освітлення холів, сходів, коридорів, а також електродвигуни ліфтів, насосів, вентиляторів і електроприймачів системи димозахису.

Для обліку електроенергії в індивідуальних житлових будинках (котеджах) та багатоквартирних будинках встановлюють розрахункові лічильники. У котеджах лічильники розміщують у ВРП разом із апаратом захисту.

Розрахункові квартирні лічильники рекомендується розміщувати разом із апаратом захисту на загальних поверхових розподільних щитках.

Решта комутаційної та захисної апаратури котеджів та квартир відповідно до схеми електропостачання встановлюють на розподільному щитку всередині квартири (котеджу).

Влаштування трифазного введення в квартиру (котедж) передбачають за наявності трифазних електроприймачів або при розрахунковій потужності понад 11 кВт.

На рис. 2.5 наведено функціональну схему найпростішого варіанту однофазного ввідного пристрою приватного будинку (котеджу) або поверхового розподільного щитка електропостачання квартири. В щитку монтується автоматичний вимикач (автомат) та розрахунковий лічильник електроенергії. Автоматичний вимикач дозволяє відключити живлення квартири (котеджу) і виконує захисну функцію при коротких замиканнях.



Рис. 2.5. Функціональну схему однофазного ввідного пристрою приватного будинку (котеджу) або поверхового розподільного щитка

На рис. 2.6 наведено функціональну схему виконання однофазного розподільного щита для квартири (котеджу) із захистом від витоків струму з застосуванням двох пристроїв захисного відключення (ПЗВ). ПЗВ захищає людину від удару струмом за випадкових дотиків до струмопровідних частин. Пристрій необхідно встановлювати зі струмом витоку 30 мА або 10 мА, так як ці величини струму безпечні для людини і людина зможе самостійно відсмикнути руку або уникнути дотику. Варіантів виконання схеми може бути декілька: з одним загальним ПЗВ; ПЗВ на групи електроприймачів (рис. 2.6); ПЗВ на кожному лінії.

На вході схеми щитка монтується вимикач навантаження, який виконує роль рубильника і забезпечує відключення живлення помешкання за необхідності. Кожна групова лінія живлення електроприймачів захищається автоматичним вимикачем з відповідними: струмом навантаження та часо-струмовою характеристикою.

Зауваження

Часо-струмова характеристика, або крива відключення, вказує на те, як швидко вимикач може спрацювати в результаті проходження крізь нього струму з різною силою і тривалістю. Таких основних характеристик існує чотири: А, В, С та D.

Автоматичні вимикачі з характеристикою класу А мають найвищий поріг чутливості. У пристроях з частоковою характеристикою А, тепловий розчіплювач, як правило, спрацьовує у разі перевищення поточної сили струму на 30 % номінального струму вимикача. Подібні автомати встановлюються в лінії, де не допустимі навіть короточасні перевантаження. Наприклад, це може бути лінія з електричними приймачами із напівпровідниковими елементами.

Автомати класу В мають меншу чутливість, порівняно з пристроями категорії А. Спрацювання електромагнітного розчіплювача в них відбувається при перевищенні номіналу автомата на 200 %. У цьому час спрацювання даних пристроїв становить 0,015 сек. Пристрої категорії В використовуються для установки в лініях, які включені прилади освітлення, розетки і також в інших ланцюгах, в яких відсутня пускові струми або вони мають мінімальне значення.

Автомати типу С дуже поширені у побутових мережах. Стійкість до перевантажень у цих пристроїв вища, ніж у всіх перерахованих вище. Щоб відбулося спрацювання соленоїда електромагнітного розчіплювача, потрібно перевищення струму, що проходить через розчіплювач, в 5 разів вище номінального значення. Тепловий розчіплювач спрацьовує у разі перевищення номіналу у 5 разів через 1,5 сек. Пристрої категорії С надійно виконують роль захисту загальної мережі.

Вимикачі категорії D мають найбільш високу здатність перевантаження. Електромагнітна котушка у пристрої спрацьовує при перевищенні номіналу автомата як мінімум у 10 разів. Тепловий розчіплювач спрацьовує через 0,4 сек. Найчастіше пристрої категорії D застосовуються у загальних мережах будівель та споруд у ролі страховки. Дані пристрої спрацьовують у тому випадку, якщо не відбулося своєчасне спрацювання автоматів захисту ланцюга в окремих приміщеннях. Також автомати категорії D можуть встановлюватись у ланцюгах із великими пусковими струмами.

Маркування, що вказує на тип кривої відключення автоматичного вимикача, наноситься на корпус пристрою поряд із позначкою номінального струму.

У ПЗВ (диференціальне реле) на корпус пристрою поряд із позначкою номінального струму літерна позначка відсутня.

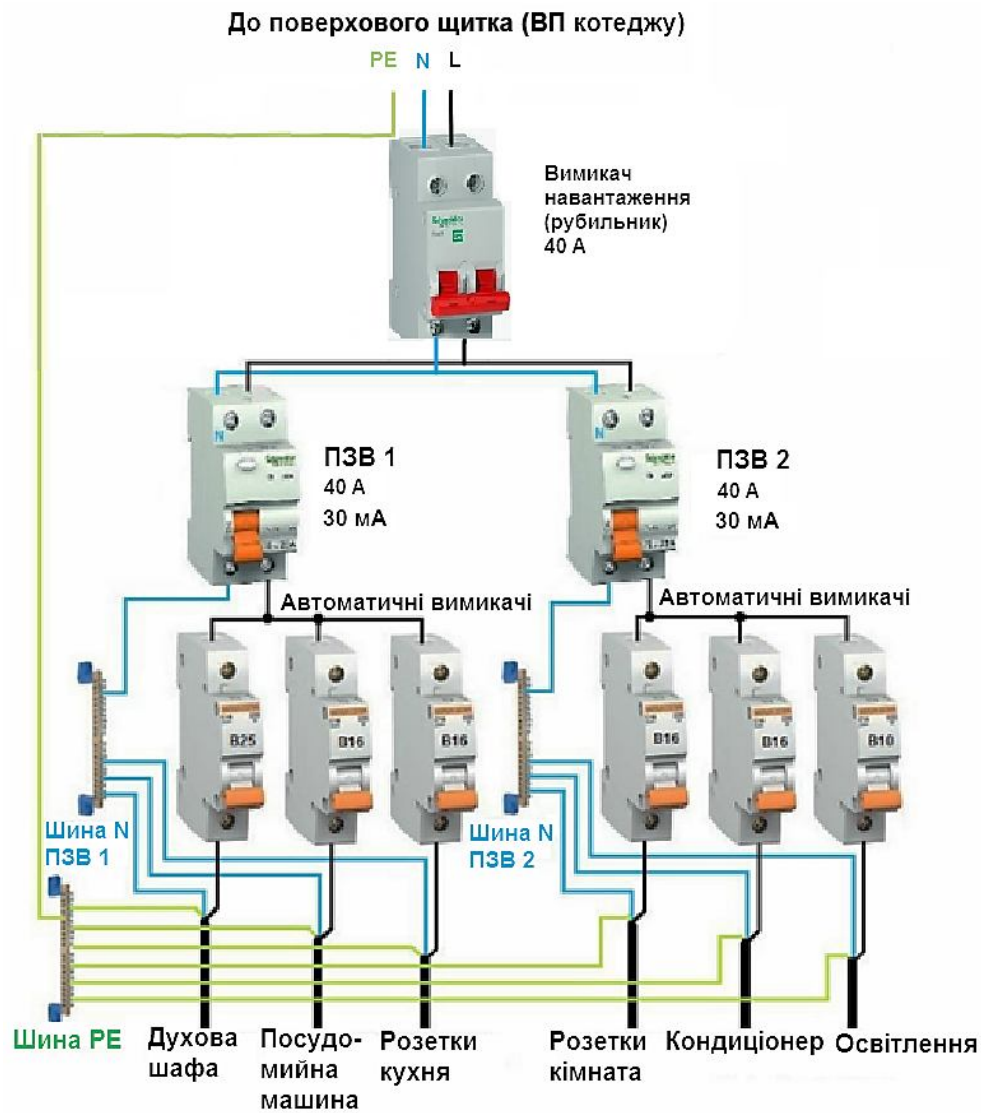


Рис. 2.6. Функціональна схема однофазного внутрішнього розподільного щита для квартири (котеджу)

Можливо виконання схеми розподільного щита з підвищеним стандартом безпеки. На рис. 2.7 наведено функціональну схему виконання однофазного розподільного щита для квартири (котеджу) із пожежним захистом та захистом від витоків струму. В такому варіанті пропонується підключати ПЗВ на кожну лінію, що відходить. ПЗВ монтується у парі з автоматичним вимикачем. Для дотримання селективності вхідне протипожежне ПЗВ установлюється на 100мА, а ПЗВ на лінії, що відходять, приймають на 30 мА (10 мА). Для забезпечення правильності спрацювання не допускається об'єднувати нульві жили після ПЗВ.

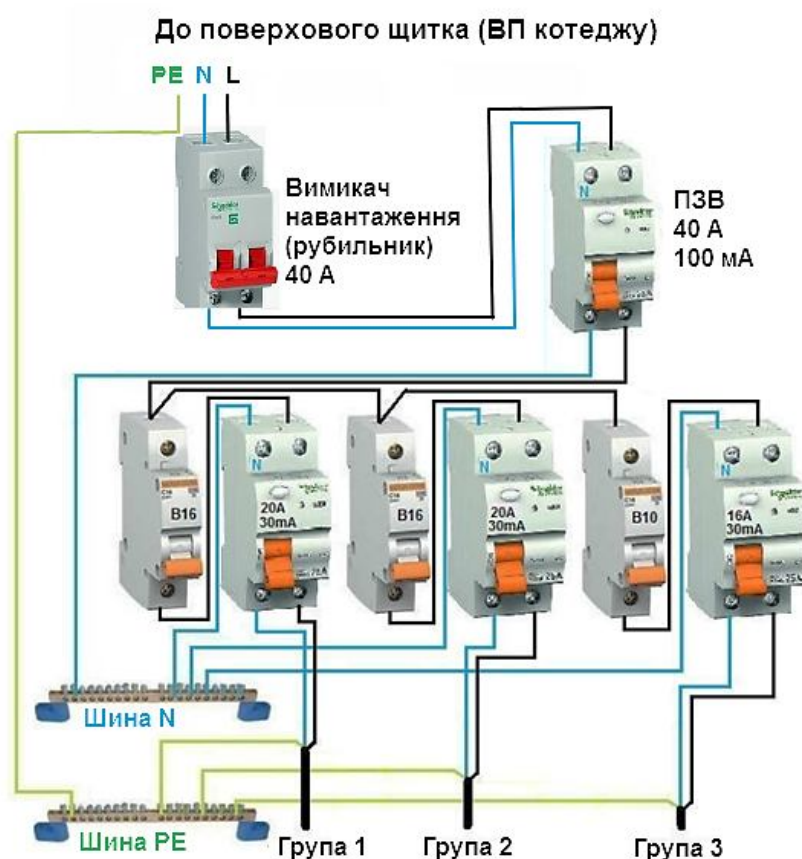


Рис. 2.7. Функціональна схема виконання однофазного розподільного щита для квартири (котеджу) із пожежним захистом та захистом від витоків струму

В сучасній побутовій низьковольтній часто трапляються випадки обриву або вигорання магістрального "нуля" у багатоповерхових будинках, що призводить до завищеної (до 380 В) або заниженої напруги в залежності від потужності підключених електроприймачів у споживача. Це призводить до виходу з експлуатації сучасної електронної апаратури. Перенапруга в мережі відбуватися і з інших причин.

Для захисту від перенапруги використовують реле напруги. Реле контролює параметри вхідної напруги і відключає свій вихід, якщо її значення вийшло за встановлені межі. Як тільки напруга мережі стабілізується, реле подає напругу на навантаження.

На рис. 2.8 наведено функціональну схему виконання однофазного розподільного щита для квартири (котеджу) із пожежним захистом та захистом від витоків струму та захистом від підвищення напруги.

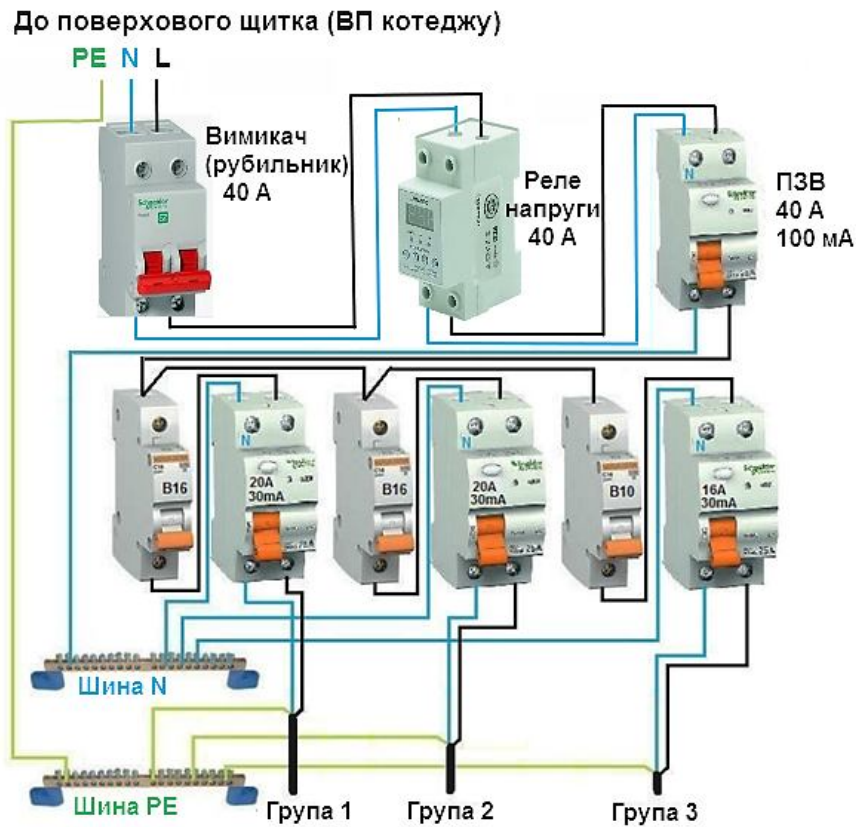


Рис. 2.8. Функціональна схема виконання однофазного розподільного щита для квартири (котеджу) із пожежним захистом та захистом від витоків струму та захистом від підвищення напруги

За наявності трьохфазних електроприймачів можливе виконання розподільного щитка квартир (котеджу) у трьохфазному варіанті.

На рис. 2.9 наведено функціональну схему найпростішого виконання трьохфазного розподільного щита для квартири (котеджу) з захистом від витоків струму у кожній фазі.

На рис. 2.10 подано загальний вигляд внутрішнього квартирний чи котеджного розподільного щитка з компоновкою комутаційного та захисного електроустаткування.

Зуваження

У випадку попарно встановлених автоматичного вимикача та ПЗВ доцільна установка диференціального автомата, який виконує захист від як від струмів КЗ, так і струмів дотику. Питання вирішується у фінансовій площині.

До поверхового щитка (ВП котеджу)

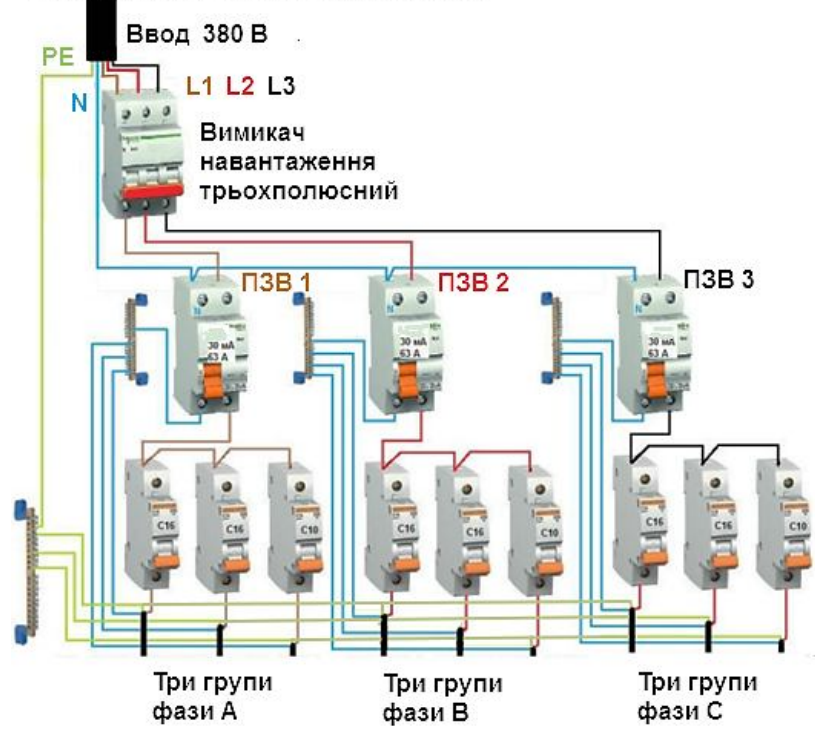


Рис. 2.9. Функціональна схема трьохфазного розподільного щита

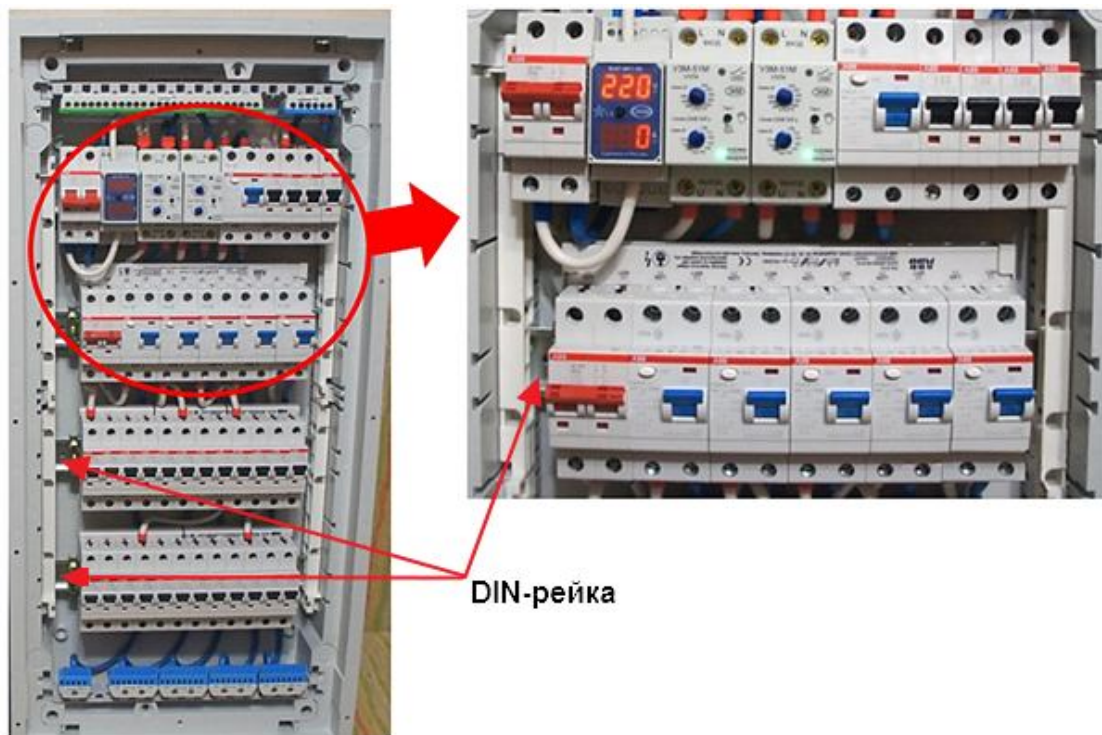


Рис.2.10. Загальний вигляд вбудованого квартирний (котеджний) розподільний щитка

У розподільному щитку (рис.2.10) після вхідного вимикача навантаження підключено вольтамперметр ВАР М01-08 для індикації вхідної напруги та струму, що споживається. Потім підключено два реле напруги УЗМ-51М.

До першого УЗМ підключено другий рубильник, який знаходиться ліворуч на другій DIN-рейці. Цим рубильником комутуються всі групи, що відключаються короткочасно. Тобто до першого пристрою УЗМ-51М підключено тільки загальні групи електроприймачів.

Зауваження

DIN-рейка – це узагальнена назва профілю з металу, який використовується для кріплення електроустановочних (ДСТУ EN 60715:2019 «Розміри низьковольтної апаратури розподілу та керування. Стандартне монтування на рамах для механічного кріплення приладів у обладнанні розподілу та керування»).

Друге реле напруги УЗМ-51М включено на лінії, для яких заборонені короткочасні комутації. До нього підключено одне ПЗВ із чотирма автоматами. З електроприймачів тут підключено всю техніку з компресорами. Це холодильник і два кондиціонери. До четвертого автомата підключено освітлення коридору. Тому, що потрібно вийти з квартири або увійти в квартиру при освітленні, коли можливо знеструмлені всі групи.

На першому УЗМ затримку включення встановлено за замовчуванням 10 секунд.

Для побутової техніки з компресорами короткочасні увімкнення-відключення живлення є досить небезпечними. Не можна холодильник вимкати і потім одразу вмикати. Від цього може вийти з ладу його компресор. Те саме стосується і кондиціонерів. Тому друге реле напруги має тривалішу затримку на включення. Вона становить 6 хвилин, тому що у УЗМ-51М апаратно закладено до вибору лише дві тимчасові затримки на включення – це 10 секунд або 6 хвилин.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Наведіть визначення поняття «розподільний щит».*
2. *Наведіть визначення поняття «ввідний пристрій».*
3. *Наведіть визначення поняття «квартирний щиток».*
4. *Наведіть визначення поняття «поверховий розподільний щиток».*
5. *За яких умов дозволено трьохфазний ввід в квартиру (котедж)?*
6. *Наведіть характеристику функціональної схеми найпростішого ВП та поверхового щитка.*
7. *Назвіть основні елементи функціональної схеми квартирної щитка з захистом від струмів дотику.*
8. *Назвіть основні елементи функціональної схеми квартирної щитка з захистом від струмів дотику та пожежним захистом.*

ЛІТЕРАТУРА: [62, С. 15–120]; [10, С. 163–199]; [110, С. 173–195]

РОЗДІЛ 3

КОНСТРУКЦІЇ ТА ХАРАКТЕРИСТИКИ ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Як було зазначено вище, *лінією електропередавання* називають електроустановку, призначену для передавання електричної енергії на віддалену відстань між двома пунктами ЕМ. Лінії електропередавання складаються із проводів або кабелів, ізолювальних елементів та несучих конструкцій. Розрізняють кабельні та повітряні ЛЕП. Лінії електропередавання у кабельному виконанні найчастіше застосовують у населених пунктах та, якщо треба, для перетину перешкод.

3.1 Основні відомості про повітряні лінії електропередавання

Електричною *повітряною лінією електропередавання* (ПЛЕП) називають споруду для передавання електричної енергії по проводах, протягнутих просто неба і закріплених за допомогою ізоляторів та арматури до опор або кронштейнів інженерних споруд. Головні елементи ПЛЕП (рис. 3.1):

- проводи, які служать для передавання електроенергії;
- грозозахисні троси для захисту від атмосферних перенапруг (грозових розрядів), які монтують у верхній частині опор;
- опори, що підтримують проводи і троси на певній висоті над поверхнею;
- ізолятори, що ізолюють проводи від тіла опори;
- арматура, за допомогою якої проводи закріплюють на ізоляторах, а ізолятори на опорі.

За конструктивним виконанням розрізняють одноланцюгові й дволанцюгові ЛЕП. Під ланцюгом розуміють три проводи (трифазний ланцюг) однієї ЛЕП.

Зуваження

Виходячи з конструкцій застосовуваних опор, дволанцюгові повітряні лінії (ПЛ) споруджують на напругу 35...220 кВ. Дволанцюгові опори на напругу 330 і 500 кВ використовують лише на обмежених ділянках, підходах до підстанцій та станцій.

Конструктивна частина ПЛЕП характеризується типами опор, довжиною прогонів, габаритними розмірами, конструкцією фази і типами гірлянд ізоляторів.

За типом опори ПЛЕП поділяють на проміжні та анкерні, які різняться способом підвішування проводів. На проміжній опорі проводи підвішують за допомогою підтримуючих гірлянд ізоляторів (рис. 3.2 а, б). На анкерних опорах проводи закріплені жорстко й натягнуті до заданого тяжіння за допомогою натяжної гірлянди ізоляторів (рис. 3.2 в). На рис. 3.3 та 3.4 зображено проміжні та анкерні опори повітряних ЛЕП напругою 110 кВ та 750 кВ.

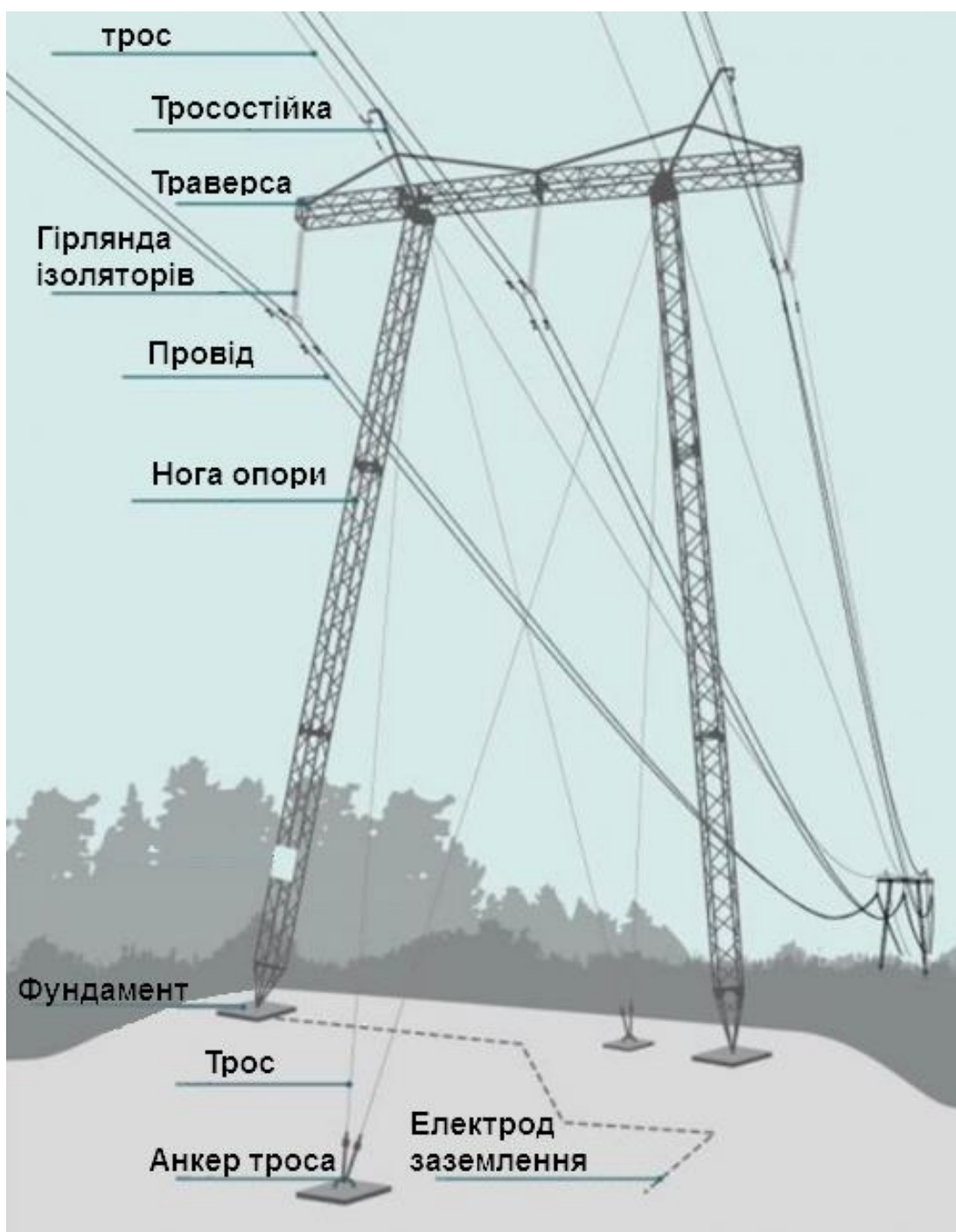


Рис. 3.1. Основні конструктивні елементи опори високовольтної повітряної ЛЕП

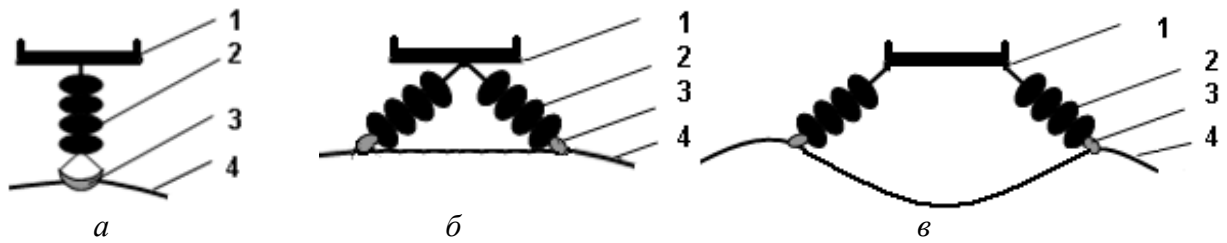


Рис. 3.2. Кріплення провoda у фазі на проміжній (*a*, *б*) та анкерній (*в*) опорах:
1 – траверса; 2 – гірлянда ізоляторів; 3 – зажим; 4 – провід



Рис. 3.3. Повітряна ЛЕП напругою 110 кВ: *a* – проміжна опора; *б* – анкерна опора

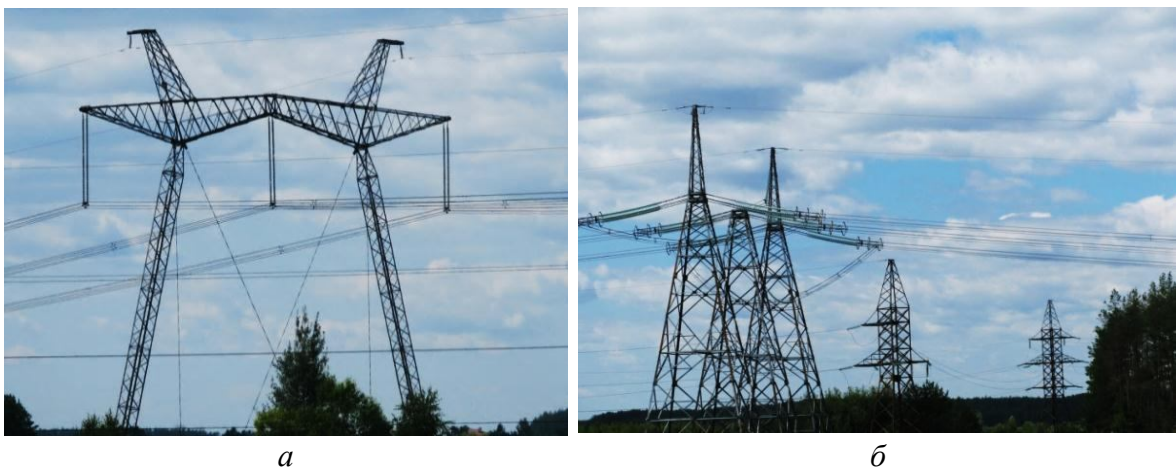


Рис. 3.4. Повітряна ЛЕП напругою 750 кВ: *a* – проміжна опора; *б* – анкерна опора на перетині з ЛЕП 110 кВ

За призначенням розрізняють кутові, кінцеві опори та опори спеціального призначення.

За матеріалом розрізняють дерев'яні або композитні опори (до 220 кВ), залізобетонні опори – вібровані (6 кВ, 10 кВ) і центрифуговані (35...330 кВ), а також металеві опори (35 кВ і вище).

На ПЛЕП застосовують неізолювані проводи й троси. Перебуваючи просто неба, вони піддаються атмосферному впливу, тому матеріал проводів, окрім високої провідності, має бути стійкий до корозії, мати механічну міцність. Проводи виготовляють з таких матеріалів: мідь, алюміній, сталь, сплави алюмінію й міді з іншими металами (залізом, магнієм, кремнієм).

Зауваження

Вартість будівництва ЛЕП 750 кВ ПС Київська – Рівненська АЕС склала 5 млрд грн (350 км), тобто 14 млн грн/км. Вартість ЛЕП 330 кВ на 2020 рік складала приблизно 150...200 тис. грн/км. Одне з останніх будівництв ЛЕП 400 кВ у Польщі без вирубування коридора в лісі на 4 проводи у фазі склало 2 млн євро/км.

Мідь має питому провідність $\approx 53 \cdot 10^{-3} \text{ См} \cdot \text{км}/\text{мм}^2$ й характеризується механічною міцністю. Плівка окису захищає її від корозії та хімічних впливів. Має стійкість контакту.

Алюміній має питому провідність $\approx 31,7 \cdot 10^{-3} \text{ См} \cdot \text{км}/\text{мм}^2$. Механічна міцність нижча, ніж у міді, отже, опори слід ставити частіше. Плівка окису захищає проводи від корозії. Погано протистоїть хімічним впливам. Не має стійкості контакту.

Сталеві проводи мають погану провідність, характеризуються великою механічною міцністю. Не мають стійкості до корозії. Активний опір залежить від струму, що протікає.

Найчастіше провід виготовляють із двох металів – сталі й алюмінію. Сталь міститься усередині провода та служить для збільшення механічної міцності. Алюміній покриває сталь зовні та є струмопровідною частиною.

Практика експлуатації та спеціальні дослідження дозволили встановити граничні максимальні значення температури нагріву проводів і жил кабелів. Перевищення максимальних температур пов'язане з погіршенням технічних характеристик ЕМ, тому значення цих температур нормуються як гранично допустимі. Для проводів ПЛ гранична температура нагріву визначена з умов роботи з'єднувачів, за допомогою яких окремі ділянки проводу механічно та електрично з'єднані один з одним.

Поверхні проводів, затиснутих у з'єднувачі, можуть окислюватися, у результаті опір контакту збільшується. Окиснення йде тим інтенсивніше, чим вища температура у місці з'єднання проводів. У свою чергу, підвищення електричного опору контакту призводить до ще більшого нагрівання за того ж струму, що протікає по проводу. Перегрівання з'єднувача може спричинити зниження механічної міцності з'єднання і навіть обрив у разі збільшення механічного навантаження. Встановлено, що для запобігання цьому температура проводу не має перевищувати +70 °С. Цю температуру і беруть як граничну для проводів ПЛ.

Для голих проводів, які прокладають всередині приміщень, беруть ту ж граничну температуру $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$. Однак встановлено її за інших умов. Якщо температура перевищує $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$, частинки пилу, що зависає у повітрі, після осадження на нагріту поверхню проводу піддаються сухій перегонці з виділенням газоподібних продуктів. Крім того, за такої температури проводу можливі займання легкозаймистих матеріалів в разі потрапляння їх на провід і виникнення пожеж.

Для ізольованих проводів, що мають гумову або поліхлорвінілову ізоляцію, гранично допустиму температуру жили беруть на рівні $+65\text{ }^{\circ}\text{C}$. Це значення температури зазначене в умовах збереження ізоляції.

У маркуванні проводів⁶ спочатку вказано матеріал, а потім переріз у міліметрах квадратних (мм^2). Мідні проводи маркують літерою **М**, алюмінієві проводи – **А**, сталеві проводи – літерами **ПС** та **ПСО**, сталеалюмінієві – **АС**. У маркуванні сталеалюмінієвих проводів спочатку вказують переріз алюмінію, а потім сталі (наприклад, АС-120/19). Проводи марки **АС** випускають з різним відношенням перерізів алюмінію й сталі за того самого перерізу алюмінію. Залежно від цього відношення розрізняють проводи полегшеної конструкції, середньої, посиленої та особливо посиленої міцності (рис. 3.5).

Для захисту проводів марки **АС** від корозії та хімічних впливів використовують спеціальні захисні засоби. Тип захисту відображено в маркуванні провода:

- марки **АСКС**, **АСКП** – проводи сталеалюмінієві корозійностійкі із заповненням сталевого сердечника (**С**) або всього провода (**П**) змазкою;
- марка **АСК** – як і **АСКС**, сталевий сердечник ізольований поліетиленовою плівкою.

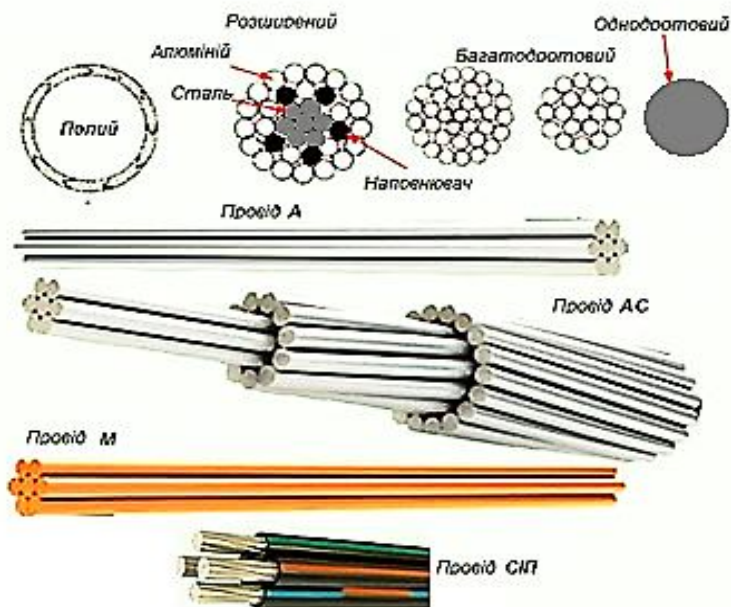


Рис. 3.5. Провода повітряних ЛЕП

⁶ ДСТУ 839-80 Е Провода неізольовані для повітряних ліній електропередавання.

За кордоном застосовують ізолювальні самонесучі проводи, які являють собою систему ізолюваних жил, скручених навколо несучого троса. Скрутку виконано таким чином, що все механічне навантаження сприймає лише несучий трос. Такі проводи прокладають без ізоляторів. На опорі можуть бути змонтовані декілька ЛЕП різних напруг.

За конструкцією розрізняють такі проводи:

- **однодротові**, які складаються з одного дроту суцільного перерізу;
- **багатодротові з одного металу**, які виготовляють залежно від перерізу з непарної кількості дротів (від 7 до 61);
- **багатодротові із двох металів**. Кількість проводів сталевого сердечника – непарна (1, 7 або 19). Кількість дротів струмопровідної частини – парна.

Провода ПЛЕП розміщують на опорі різними способами (основні з них): трикутником та шестикутником у вигляді «діжки» (рис.3.6, а); горизонтально (рис.3.6, б); зворотною «ялинкою» (рис.3.6, в). Розміщення трикутником та горизонтально має місце в одноланцюгових лініях, а розміщення шестикутником у вигляді «діжки» та зворотною «ялинкою» – в дволанцюгових лініях.

Горизонтальне розміщення проводів за умовами експлуатації найкраще, тому що дозволяє застосовувати більш низькі опори та виключає дотик проводів при скиданні ожеледі або галопуванні проводів – сталих періодичних низькочастотних (0,2...2 Гц) коливаннях проводів (тросів) у прогоні, які утворюють стоячі хвилі – іноді у сполученні з біжучими – з кількістю напівхвиль від однієї до двадцяти та амплітудою 0,3...5 м).

«Пляска» проводів – це коливання проводів з малою частотою й великою амплітудою.

Зауваження

Відстань по горизонталі від крайніх проводів ПЛ за невідхиленого їх положення до найближчих виступаючих частин будівель та споруд, які стоять окремо (охоронна зона), має бути не менша за: 10 м для ПЛ до 20 кВ; 15 м для ПЛ 35 кВ; 20 м для ПЛ 110 кВ; 25 м для ПЛ 150-220 кВ; 30 м для ПЛ 330-500 кВ.

В компактних керованих самокомпенсованих лініях провoda розміщують особливим способом (рис.3.7).

Проводи одноіменних фаз різних ланцюгів розміщують поряд на відстані, що в 3...3,5 рази менша від регламентованої відстані між фазами певного класу напруги відповідно до ПУЕ.

Зсув напруги по фазі від 0 до 120° в ланцюгах дозволяє зменшити індуктивний опір лінії приблизно на 20 % при економії капітальних вкладень при спорудженні лінії від 12 до 25 % в залежності від класу напруги ЛЕП.

Оскільки у всіх варіантах розміщення фаз має місце різне позиціонування проводів один щодо одного та поверхні землі, то для вирівнювання реактивного опору та ємнісної провідності по фазах застосовують транспозицію, тобто почергово змінюють розміщення проводів на опорах (рис. 3.8).

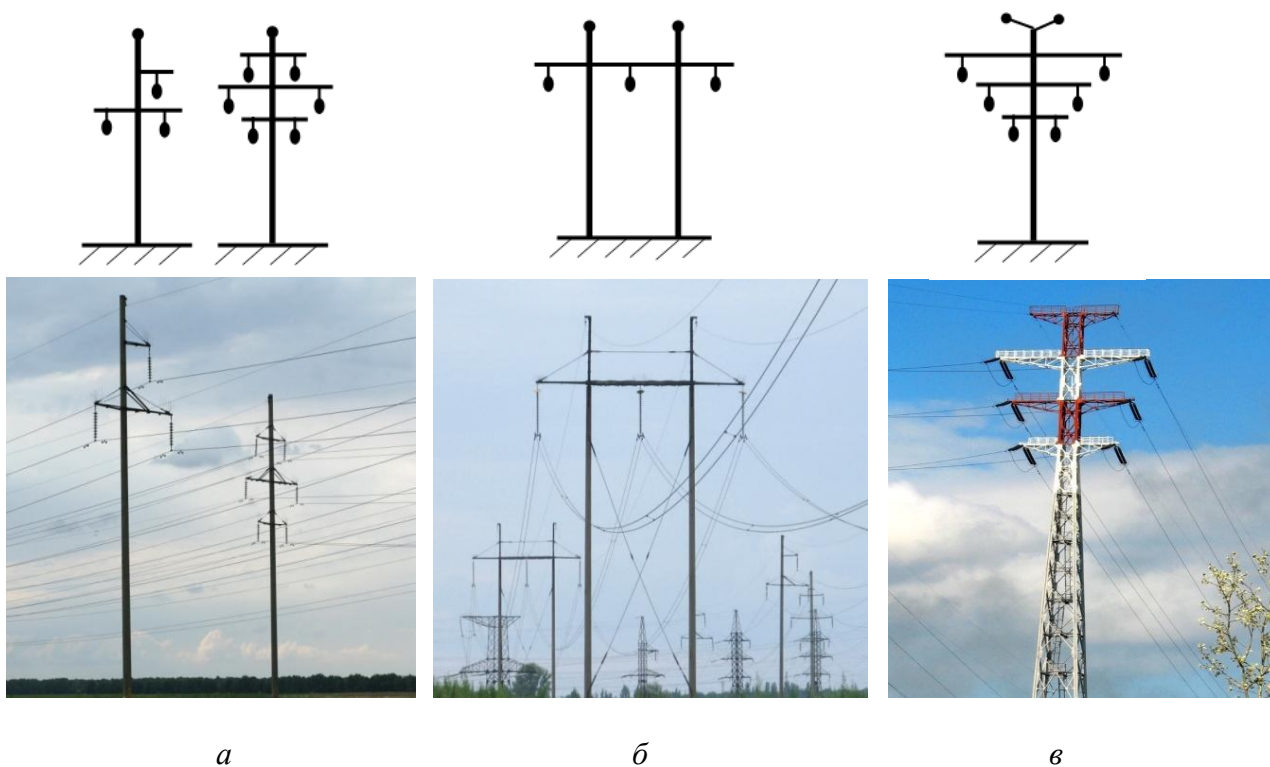


Рис. 3.6. Схеми розміщення та натурне розташування проводів: *а* – трикутником та шестикутником у вигляді «дівки»; *б* – горизонтально; *в* – зворотною «ялинкою»

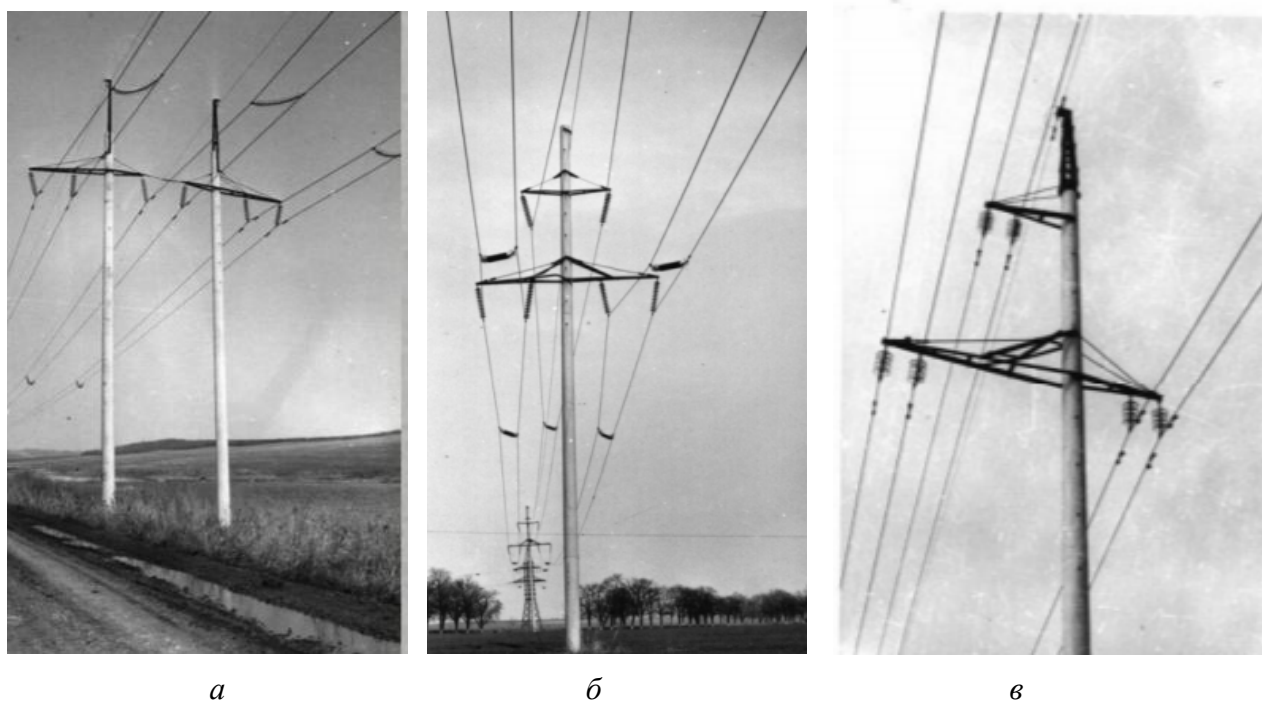
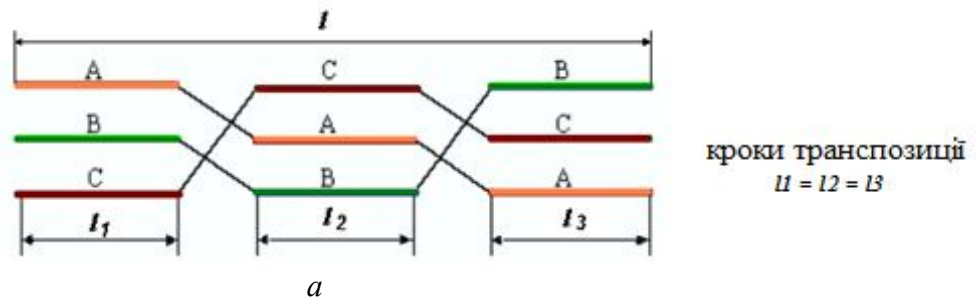


Рис. 3.7. Перші в світі промислові компактні керовані самокомпенсовані ПЛЕП в Молдавській енергосистемі: *а, б* – 110 кВ; *в* – 35 кВ

Лінія 110 кВ і вище довжиною більше 100 км повинна мати повний цикл транспозиції з однаковими кроками. Можливі і подовжені цикли транспозиції, які дозволяють знизити аварійність, більша частина якої припадає саме на транспозиційні опори. Розрахункова несиметрія, що вноситься при цьому, не має перевищувати 0,5 % за напругою й 2 % за струмом зворотної послідовності.



б

Рис. 3.8. Транспозиція на ПЛЕП: *a* – схема повного циклу по довжині лінії $l = l_1 + l_2 + l_3$; *б* – транспозиційні опори ЛЕП 330 кВ

Для грозозахисту ЛЕП використовують сталеві троси або сталеві алюмінієві проводи зі зменшеним перерізом алюмінієвої частини.

Останнім часом для виконання струмоведучих проводів та грозозахисту ПЛ використовують спеціальні проводи та троси, суміщені з оптоволоконним кабелем, розміщеним всередині проводів та тросів (рис. 3.9), що дозволяє, крім передавання електричної енергії та забезпечення грозозахисту повітряних ліній, організувати високошвидкісні оптоволоконні канали зв'язку.

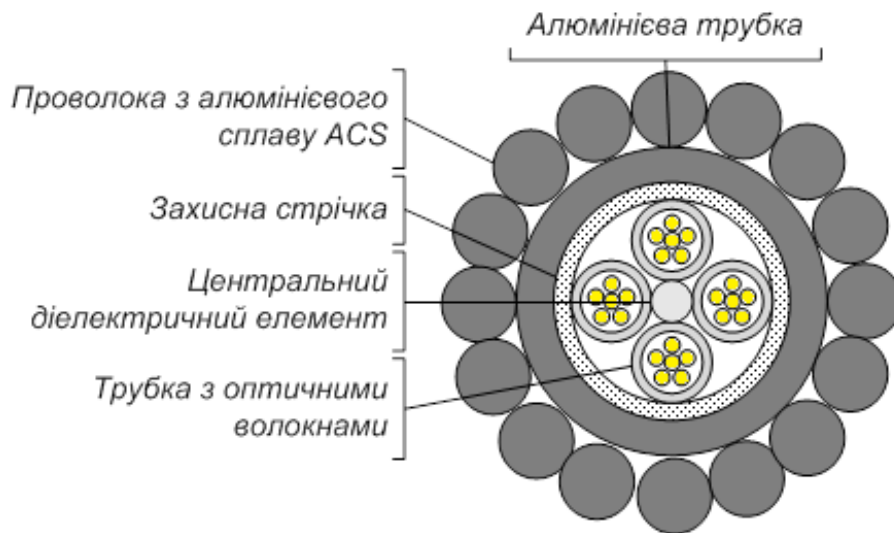


Рис. 3.9. Конструкція оптического кабелю у грозозащитному тросі OPGW

Проводи ПЛ закріплюють на опорах за допомогою лінійних ізоляторів та арматури. *Ізолятори* призначені для ізоляції проводів ПЛ, які перебувають під дією ВН, від металевих елементів конструкцій опор.

Основна особливість ізоляторів ПЛ полягає в тому, що вони випробовують одночасну дію високої електричної напруги та великих механічних навантажень. Це визначає основні вимоги до конструктивного виконання ізоляторів ПЛ. До таких вимог відносять високу електричну та механічну міцність, стійкість до впливів навколишнього середовища, зручність експлуатації та економічність.

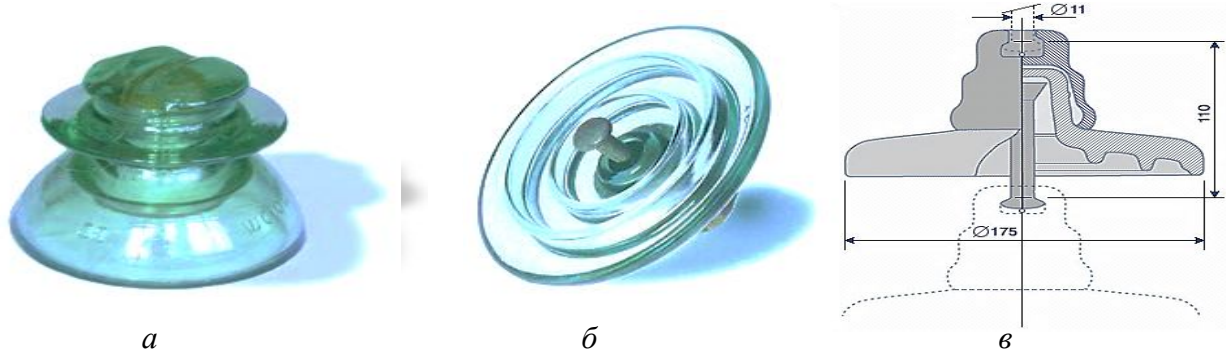
Для виготовлення ізоляторів використовують електротехнічний фарфор, загартоване скло та синтетичні полімери.

За конструктивним виконанням розрізняють штиреві та підвісні ізолятори.

Штиреві ізолятори призначені для використання на ЛЕП розподільних мереж напругою до 35 кВ. Такі ізолятори виготовляють із фарфору або з електротехнічного скла. Загальний вигляд штиревих ізоляторів показано на рис. 3.10, а.

Підвісні ізолятори використовують у ЛЕП напругою 35 кВ та вище. Такі ізолятори поділяють на гірлянди тарілчастих ізоляторів та на стрижневі ізолятори.

Гірлянди ізоляторів збирають із *тарілчастих ізоляторів*, виготовлених з фарфору або загартованого скла. Загальний вигляд тарілчастого ізолятора показано на рис. 3.10, б, в. На рис. 3.10, г показано спосіб з'єднання тарілчастих ізоляторів у гірлянду.



г

Рис. 3.10. Скляні ізолятори: а – штировий; б – тарілчатий (вид знизу); б – тарілчатий (поздовжній розріз); г – тарільчаті скляні ізолятори скріплені в гірлянду

Стрижневі ізолятори виготовляють з однонаправлених полімерів. Загальний вигляд стрижневого полімерного ізолятора показано на рис. 3.11.

Стрижневі ізолятори характеризуються кращими електрофізичними властивостями та значно меншою вагою, що обумовлює широкі перспективи використання полімерних ізоляторів у конструкціях ПЛЕП всіх класів номінальної напруги. Зокрема, чинні нормативні документи рекомендують використовувати полімерні ізолятори під час будівництва нових та реконструкції наявних ЛЕП.

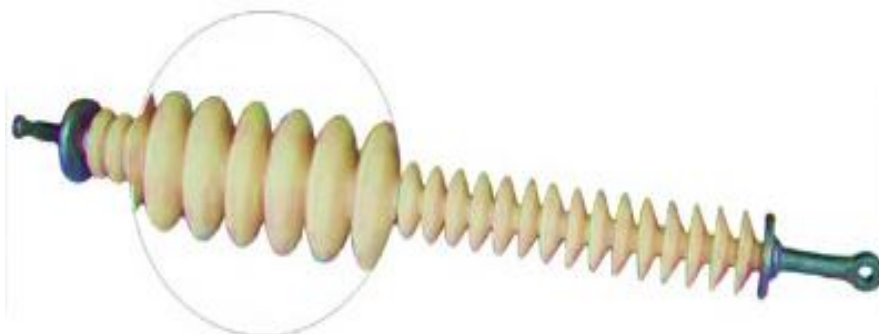


Рис. 3.11. Полімерний стрижневий ізолятор

Світовий досвід використання підтверджує те, що початкові електричні та механічні параметри композитної ізоляції перевищують відповідні параметри класичної фарфорової та скляної ізоляції. Але інтенсивність зниження значень параметрів полімерних матеріалів у процесі експлуатації набагато перевищує цей параметр для класичної скляної ізоляції. Хімічні та фізичні властивості полімерних матеріалів весь час змінюються через постійні хімічні процеси, що може призвести до повного розпаду полімерів на мономери. Через старіння полімеру і в разі підвищення температур зменшується його механічна міцність. Важливим фактором для композитної ізоляції, який впливає на її якість та надійність у роботі, є процес її транспортування, зберігання та діагностики.

Пошкодження полімерних ізоляторів можна умовно поділити на два види: ті, що не потребують негайної заміни, та ті, що потребують негайної заміни.

До пошкоджень, що не потребують негайної заміни ізоляторів, можна віднести вапнування, витік з'єднувального наповнювача, накопичення бруду, ріст плісняви та водоростей, зменшення гідрофобності поверхні, механічні пошкодження, незначне пошкодження внаслідок дуги, корозія, поверхневі мікротріщини.

1. *Вапнування.* Вапнування є наслідком ультрафіолетової радіації або електричної активності, що спричинили поверхневі пошкодження полімерного покриття. У результаті цього частинки наповнювача із матеріалу оболонки з'являються на поверхні ізолятора і вона стає шорсткою або порошкоподібною. Це призводить до накопичення бруду й затримання вологи на поверхні ізолятора. На рис. 3.12 показано приклади ізоляторів із вапнуванням.

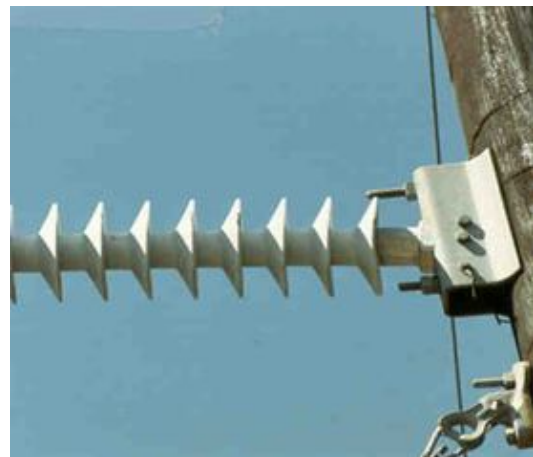
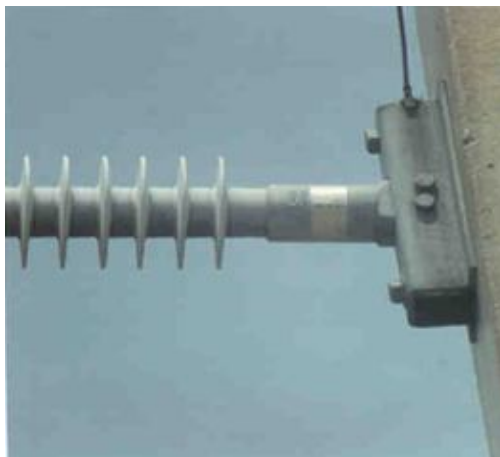


Рис. 3.2. Ізолятори з вапнуванням

2. *Витік з'єднувального наповнювача,* що заповнює повітряний проміжок між тарілками ізоляторів, супроводжується накопиченням бруду та цвіль у місці витоку, оскільки цей наповнювач липкий.

Якщо витік відбувається у місці з'єднань, то ізолятор не потребує негайної заміни.

Якщо витік відбувається в результаті механічних пошкоджень, то потрібна негайна заміна. На рис. 3.13 показано такі види пошкоджень.



Рис. 3.13. Ізолятори з витіком наповнювача у місці з'єднання

3. *Накопичення бруду.* На поверхню композитного ізолятора вітром заносяться частинки пилу та інших забруднень. Загальна дія ультрафіолетового випромінювання і механічного впливу на ці частинки викликає легку ерозію поверхні, збільшуючи її нерівності, і сприяє накопиченню на ній забруднень. Бруд не пошкоджує полімерного покриття ізолятора, але якщо шар бруду занадто товстий, то він може викликати пробій. Полімерні ізолятори істотно забруднюються в кінці ЛЕП через сильне магнітне поле. Зі збільшенням нерівностей поверхні й накопиченням в них забруднень старіння ізолятора прискорюється. На рис. 3.14 показано ізолятори із забрудненнями.



Рис. 3.14. Забруднені ізолятори

4. *Ріст плісняви та водоростей.* Попри задекларовану підвищену гідрофобність на поверхні некерамічних ізоляторів порівняно з керамічними, на поверхні полімерних ізоляторів трапляються грибкові пошкодження, які викликають зниження діелектричної проникності ізоляційного матеріалу. Такі види пошкоджень також супроводжуються накопиченням бруду та вологи, але є несуттєвими. У районах з підвищеним вмістом солі, де найбільш важливі

забруднювальні властивості, ріст плісняви та водоростей не спостерігається. На рис. 3.15 зображено ізолятор із пліснявою.



Рис. 3.15. Ізолятор, пошкоджений пліснявою

5. *Зменшення гідрофобності поверхні ізолятора.* В умовах високої вологості, наприклад через туман або росу, на водовідштовхувальній поверхні ізолятора утворюються крапельки води. Якщо нахил поверхні великий, то краплі води можуть скотитися вниз, але в інших місцях ізолятора вони проникають крізь забруднення й тонкий шар полімерів, стаючи провідниками струму і викликаючи розряди. Розряди поглинають тонкий шар полімеру навколо крапель води та зменшують гідрофобність. Деякі ізолятори зі значним вапнуванням можуть взагалі втратити здатність відштовхувати вологу. На рис. 3.16 зліва зображено приклад ізолятора з повною гідрофобністю, праворуч – із дуже низькою здатністю відштовхувати вологу.

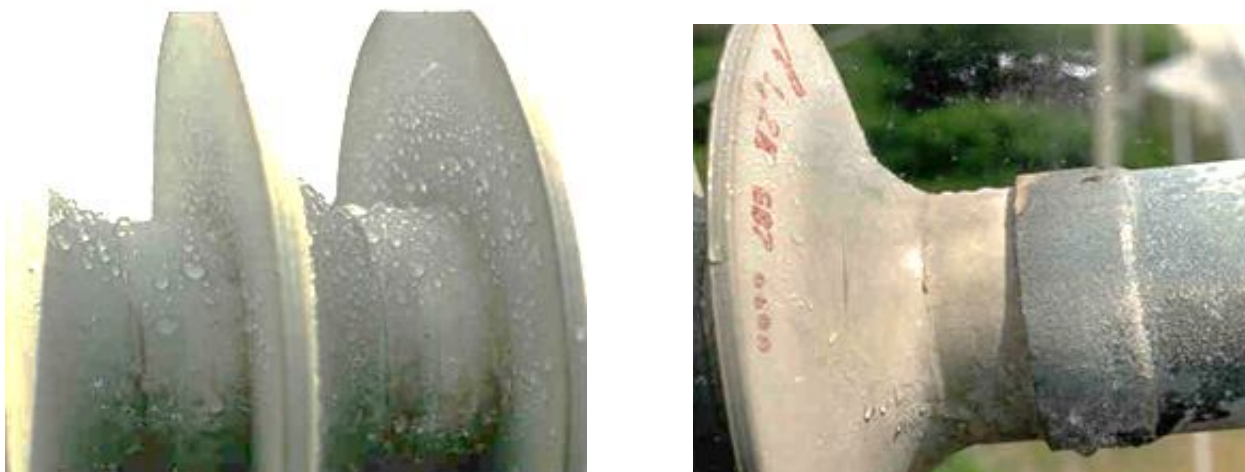


Рис. 3.16. Ізолятори з різною гідрофобністю

6. *Механічні пошкодження декількох тарілок.* Тарілки можуть бути надірвані, частково відірвані, подряпані, мати проколи, але такі пошкодження майже не впливають на властивості ізолятора. Такі ізолятори не потребують негайної заміни, але не можуть бути придатними до встановлення.

На рис. 3.17 показано ізолятор з такими пошкодженнями.



Рис. 3.17. Ізолятор із незначними механічними пошкодженнями

7. *Незначне пошкодження внаслідок дуги.* Короткочасне горіння дуги не спричиняє пошкодження полімерного покриття ізолятора, а лише викликає незначні пошкодження арматури. Ізолятор може бути замінений у тому випадку, коли на арматурі з'являється значна корозія (у результаті видалення оцинкованого шару).

На рис. 3.18 наведено приклади таких пошкоджень.



Рис. 3.18. Пошкодження наконечників унаслідок горіння дуги

8. *Корозія арматури.* Мінімальна корозія арматури не є приводом до негайної заміни ізолятора, але в майбутньому вона буде збільшуватись і тоді буде потрібна негайна заміна.

На рис. 3.19 показано приклади таких пошкоджень.



Рис. 3.19. Корозія на кінцях ізолятора

9. *Поверхневі мікротріщини* глибиною менше 0,1 мм, що утворюються в результаті електричної активності.

Мікротріщини спричиняють незначні зломи поверхні ізолятора (рис. 3.20). Негайної заміни ізолятора такі пошкодження не вимагають, але потребують контролю, адже поступово можуть перерости в більш значні пошкодження.



Рис. 3.20. Мікротріщини по поверхні ізолятора

Інколи ізолятори пошкоджуються таким чином або в такій мірі, що їх експлуатація стає проблематичною. У такому випадку ізолятори потребують негайної заміни.

Негайно замінюють ізолятори з такими вадами, як пошкодження склопластикового стрижня, оголення склопластикового стрижня, поверхневі тріщини, більші за 0,1 мм, значна ерозія поверхні матеріалу, пробій поверхні, колонії грибів.

1. *Пошкодження склопластикового стрижня.* Якщо виявлено, що волокна склопластикового стрижня з'явилися на поверхні ізолятора, то такий ізолятор потребує негайної заміни. На рис. 3.21 показано приклади таких пошкоджень.



Рис. 3.21. Пошкодження утримуючого склопластикового стрижня

2. *Оголення склопластикового стрижня.* Відомо багато причин таких пошкоджень: ерозія зовнішнього покриття чи виникнення глибоких тріщин, розщеплення чи трекінг покриття, пошкодження внаслідок вогнепального пострілу. Відкритий стрижень може надалі пошкоджуватися внаслідок проникнення води, ультрафіолетового випромінювання. Приклад пошкодження показано на рис. 3.22.



Рис. 3.22. Пошкодження з оголенням утримуючого склопластикового стрижня

3. *Сильна корозія наконечників.* Якщо наконечники полімерних ізоляторів покрились корозією настільки, що не можуть витримувати механічних навантажень, то такі ізолятори потребують негайної заміни (рис. 3.23).



Рис. 3.23. Пошкодження корозією наконечників стрижня

4. *Поверхневі тріщини, глибина яких більша за 0,1 мм.* Такі тріщини можуть призвести до накопичення бруду й поверхневих трекінгів та оголення склопластикового стрижня. На рис. 3.24 та 3.25 зображено такі пошкодження.



Рис. 3.24. Тріщини на поверхні ізолятора глибиною понад 0,1 мм

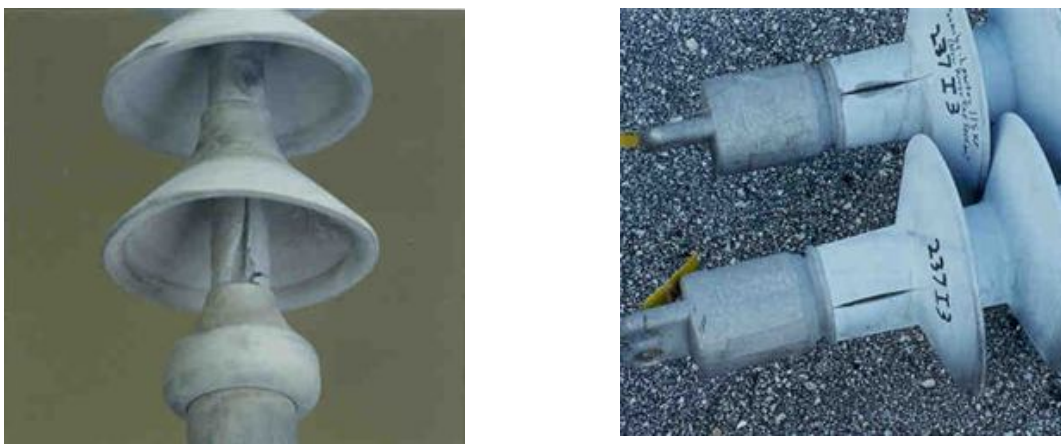


Рис. 3.25. Поверхневі тріщини з оголенням склопластикового стрижня

5. *Значна ерозія поверхні матеріалу.* Ерозія являє собою незворотну руйнацію полімерного матеріалу, що виникає внаслідок старіння матеріалу. На рис. 3.26 показано ізолятори з ерозійними пошкодженнями.



Рис. 3.26. Поверхнева ерозія полімерного покриву

6. *Електричний пробій поверхні.* Пробій виникає внаслідок тривалого впливу часткових розрядів по поверхні оболонки або стрижня. На рис. 3.27 зображено ізолятори після поверхневих пробіів полімерних матеріалів.



Рис. 3.27. Наслідки поверхневого пробію полімерного покриття ізолятора

7. *Колонії грибків.* Ці мікроорганізми спочатку розвиваються на поверхні матеріалу, а у процесі життєдіяльності можуть виділяти органічні кислоти, що викликають інтенсифікацію процесу руйнування матеріалу і сприяють проникненню грибків всередину ізолятора. На рис. 3.28 показано приклад ізолятора з колоніями грибків на поверхні.

Розподіл ліній електричного поля полімерного ізолятора більш нелінійний, ніж у скляного, що обумовлено гнучкістю некерамічної ізоляції.



Рис. 3.28. Ізолятор, покритий колоніями грибків

Коронний розряд може локалізуватися трьома шляхами: кінцеві металеві частини гірлянди ізоляторів, у межах штанги скловолоконного стрижня та на поверхні й у повітряному його просторі. Нерівномірний розподіл градієнта напруги по поверхні призводить до того, що в місцях з високим градієнтом напруги з'являються коронні розряди. Виникнення коронних розрядів у цьому разі складніше розрахувати та спрогнозувати. Наявність забруднення і вологи в комбінації з електричною напругою призводить до збільшення локальних розрядів, які викликають ерозію поверхні ізоляції та утримуючого стрижня, а також їх деградацію.

Часткових розрядів на високовольтних електроустановках уникнути майже неможливо, а вони є чинником утворення кислот, особливо за підвищеної вологості, які викликають пошкодження скловолоконних утримуючих стрижнів і зниження рівня пробивної напруги ізоляції. Цей процес посилюється внаслідок дефектів адгезії та порушення кремній-органічного герметика у прошарку між оболонкою та металевою арматурою у процесі експлуатації під дією зовнішніх чинників (ультрафіолетове випромінювання, радіація, механічні навантаження), у тому числі й термічних.

Традиційна гірлянда скляних ізоляторів має певний степінь свободи, оскільки між ізоляторами нежорстке кріплення й розриви гірлянд фактично виключені. Щодо гірлянди з полімерної ізоляції, то при різких поривах вітру чи при горизонтальному зміщенні провoda на утримуючий стрижень гірлянди діє сила на його згинання. У такому разі можливі пошкодження скловолокна стрижня і не виключені пошкодження стрижнів полімерних гірлянд від вібрації та галоупування проводів ЛЕП.

Полімерну ізоляцію небажано використовувати в зонах підвищеної вологості та поблизу магістральних автошляхів, які сезонно обробляють хімічними реагентами. Потрапляння реагентів на ізоляцію може викликати її прискорене старіння, а згодом – хімічні пошкодження та розмноження грибка на поверхні.

Композитні ізолятори з модульними тарілками не можна обмивати водою під високим тиском і тому їх не можна використовувати в забруднених районах.

Традиційні скляні або фарфорові гірлянди ізоляторів порівняно з полімерними, звичайно, істотно важчі. З одного боку, це недолік, але з другого, надлишкова вага надає класичним гірляндам ізоляторів більшої стійкості ЛЕП в зонах з підвищеною вітровою активністю, що не можна сказати про ЛЕП з композитною ізоляцією.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Дайте визначення ПЛЕП.
2. Назвіть головні елементи ПЛЕП.
3. Які матеріали переважно використовуються для виготовлення провoda?
4. Назвіть найбільш поширені схеми розміщення проводів на опорах.
5. З якої метою виконують транспозицію проводів ЛЕП?
6. Назвіть переваги та недоліки фарфорових та полімерних ізоляторів.

ЛІТЕРАТУРА: [33, С. 48–64]; [16, С. 367–462]; [1, С. 46–51]; [60, С. 15–230]; [6, С. 54–58].

3.2 Основні відомості про кабельні лінії електропередавання

Кабель – це ізольована по всій довжині металева жила (або декілька жил), поверх якої накладено захисні покриття (рис. 3.29). ДСТУ 15845-80 (СТ СЭВ 585-77) «Вироби кабельні. Терміни і визначення» установлює застосування в науці, техніці та виробництві термінів та визначень понять у сфері кабельних виробів.

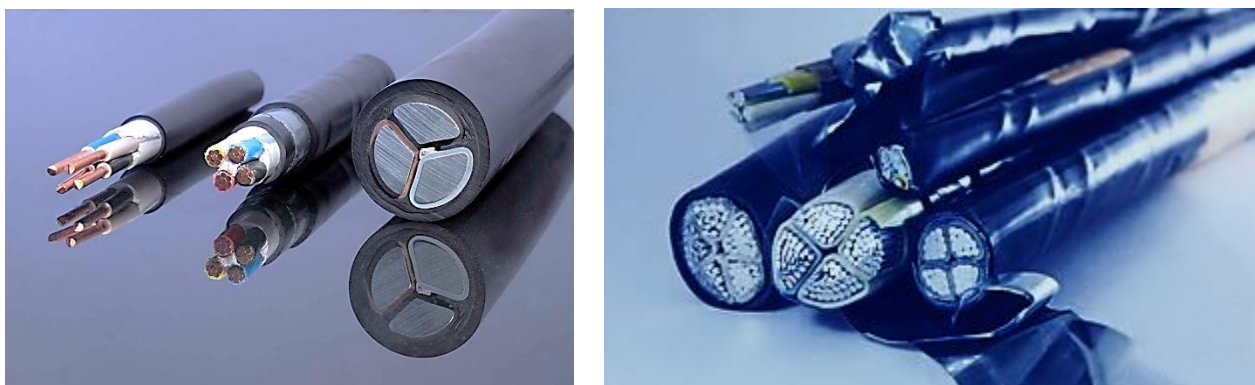


Рис. 3.29. Види кабелів з мідними та алюмінієвими жилами

Кабельна лінія електропередавання (КЛЕП) – це споруда для передавання електроенергії, яка складається з одного або декількох кабелів, прокладених

безпосередньо в землі, кабельних каналах, трубах, на кабельних конструкціях, а також у воді чи на відкритому просторі.

Створення кабельних ліній (КЛ) високої пропускну здатності стримувалося значними труднощами щодо досягнення потрібної електричної міцності ізоляції високовольтних кабелів. Така ізоляція має витримувати високі напруги і гарантувати довгострокову надійність кабелю зі збереженням прийнятних параметрів маси на одиницю довжини кабелю і його зовнішнього діаметра.

Найбільш широко застосовують багат шарову імпрегвану паперову ізоляцію, просочену масло-каніфольним складом, а також покриття силових кабелів свинцевими оболонками для збільшення їх механічної міцності. Це дозволило довести лінійну напругу КЛ до 30...40 кВ.

Проте в процесі виготовлення таких кабелів в ізоляції завжди залишається деяка кількість повітряних включень. Якщо ці включення перебувають у місцях високої напруженості електричного поля, то в них виникає іонізація, що спочатку призводить до підвищення температури, а потім до прискореного старіння цих місць ізоляції. Крім того, якщо напруженість електричного поля не достатня для виникнення іонізації, то в процесі експлуатації кабель все ж піддається періодичним нагрівам і охолодженням. Під час нагрівання усі елементи кабелю збільшуються в об'ємі, а при охолодженні внаслідок залишкових деформацій відбувається збільшення об'єму повітряних включень, причому спостерігається тенденція зміни положення повітряних пузирів, ті повітряні включення, які раніше були біля оболонки, переміщуються до струмопровідної жили, тобто в область підвищеної напруженості електричного поля.

Для підвищення напруги на КЛ було розроблено маслонаповнені кабелі низького тиску (0,1...0,3 МПа) у свинцевій оболонці (рис. 3.30).

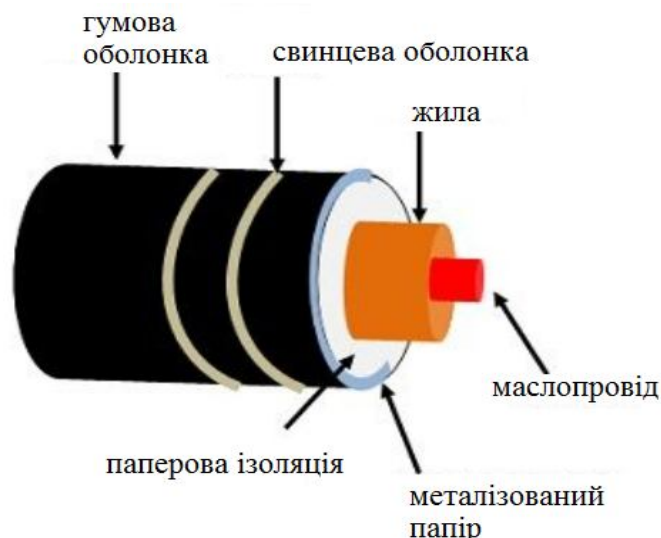


Рис. 3.30. Конструкція кабелю низького тиску

Канал у центрі струмопровідної жили, як правило, має діаметр 12...14 мм для кабелів низького тиску на напругу 110...220 кВ і 18...40 мм - для кабелів на напругу понад 220 кВ. Обслуговування таких ліній з рідинною ізоляцією виявилось досить складним через велику кількість кабельних колодязів з телекерованими системами маслопідживлення кабелю та сполучних муфт.

Для підвищення рівня напруги згодом були розроблені маслонаповнені кабелі високого тиску. Конструкція останніх являє собою три екрановані струмопровідні жили, які розміщено у сталевій трубі, заповненій мінеральним маслом під тиском до 1,5 МПа (рис. 3.31). Така конструкція дозволила підняти робочу напругу КЛ до 220 кВ, а згодом і до 500 кВ.

Обслуговування таких ліній з рідинною ізоляцією виявилось досить складним через велику кількість кабельних колодязів з телекерованими системами маслопідживлення кабелю та сполучних муфт.

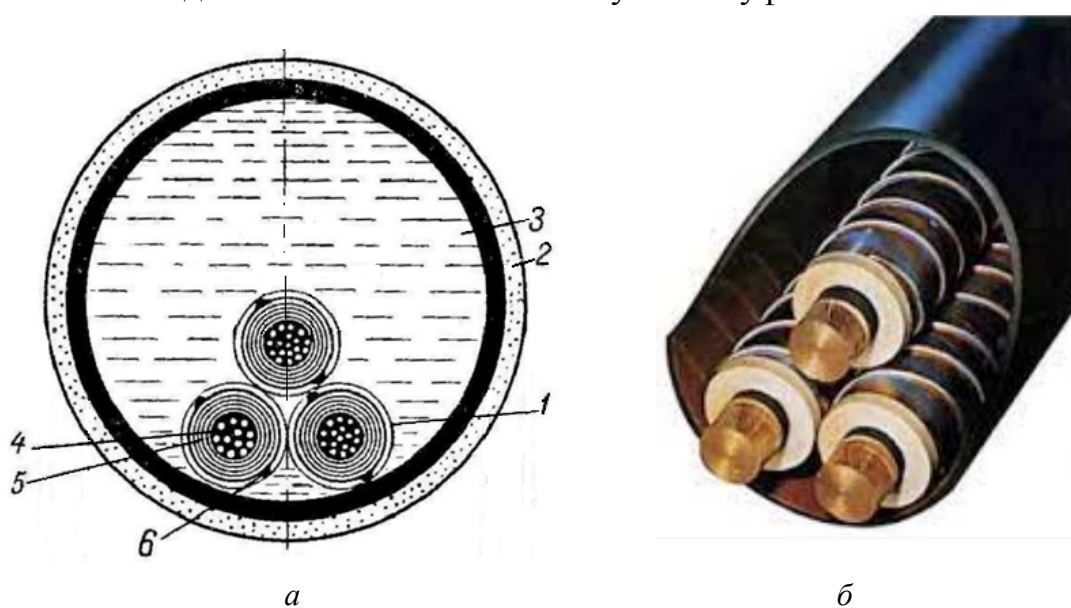


Рис. 3.31. Конструкція маслонаповненого кабелю високого тиску: *a* – розріз (1 – три однофазні кабелі; 2 – сталевий трубопровід; 3 – ізоляційне масло; 4 – струмопровідна жила; 5 – імпрегована паперова ізоляція; 6 – бронзові напівкруглі дроти); *б* – фрагмент конструкції

На теперішній час ведуться дослідження по створенню газонаповненого кабелю. Ідея наповненого газом кабелю вперше була висунута в Англії С. J. Beaver'ом та Е. L. Davey на кабельному заводі Glover Co. Винахідники виходили з тих міркувань, що газові пустоти в кабелі неминучі, але їх можна зробити нешкідливими шляхом високого тиску, коли напруга іонізації значно підвищується. Кабель, виготовлений на заводі Glover'a в Англії був зроблений з ізоляцією з паперу, просоченого до накладання на жилу, причому просочення складалося з дуже в'язкої маси. Паперові стрічки накладалися на провідні жили так, щоб між оборотами паперу вийшли порожні простори, в які подавався під тиском 1,2...1,5 МПа нейтральний газ, що поширювався жилою кабелю між дротиками. Результати випробування побудованих за цим принципом кабелів виявилися надзвичайно високої пробивної стійкості. Натепер такі кабелі не найшли комерційного використання.

На теперішній час використовуються спеціальні конструкції газонаповнених ліній електропередавання (Gas Insulated Lines, GIL), рис. 3.32.

У газоізоляційних лініях внутрішня провідникова жила розташована у трубі, приблизний діаметр якої становить 50 см. Вона утримується в центрі за допомогою дискових або опорних ізоляторів з епоксидної смоли. Труба заповнена ізоляційним газом. Порівняно з ПЛ та підземними кабелями, електричне та магнітне поле в такій лінії дуже низьке, так як труба є зворотнім провідником електричного кола. На теперішній час GIL в основному використовуються на малих відрізках на підстанціях, у густонаселених районах або для підключення промислових/електростанцій до мережі передачі струму.

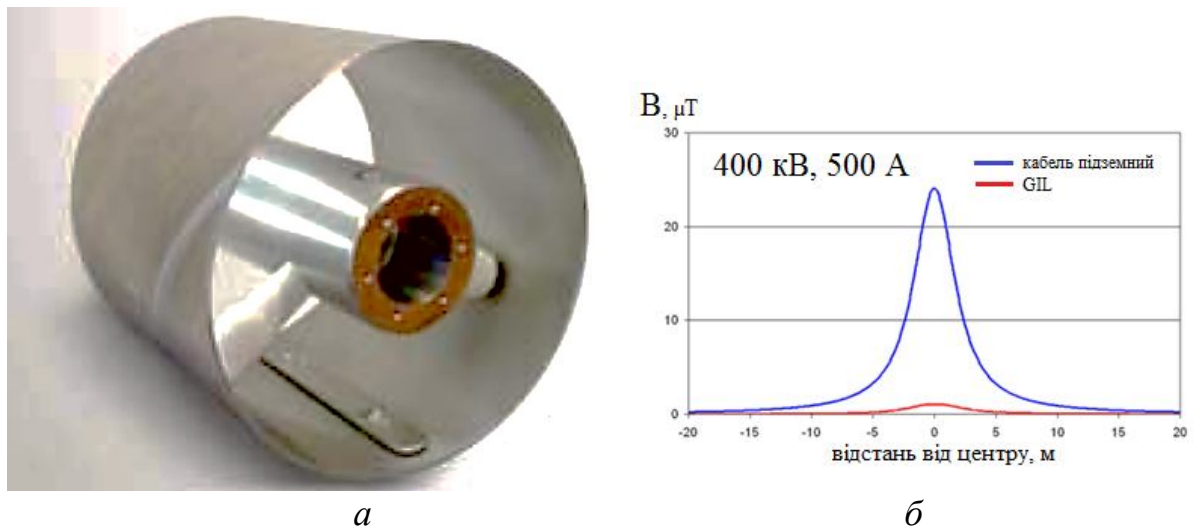


Рис. 3. 32. Газонаповнена лінія: *а* – конструкція; *б* – графік інтенсивності магнітної індукції електромагнітного поля

Наприкінці ХХ ст. поширення набула технологія виготовлення кабелів з твердою ізоляцією із «зшитого» поліетилену (Cross-linked Polyethylene, XLPE), рис.3.33. Завдяки високій електричній міцності та надійності з терміном служби не менше 30 років, простоті експлуатації, придатності до ремонту та екологічній чистоті високовольтні кабелі з ізоляцією XLPE стали найпоширенішими у світі в діапазоні напруг від 35 до 420 кВ як на змінному, так і на постійному струмі. Завдяки молекулярній структурі ізоляція зі «зшитого» поліетилену характеризується високими термомеханічними властивостями та стійкістю до агресивного середовища. Кращі термічні характеристики кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену дозволяють суттєво підвищити гранично допустимі струми i , як наслідок, пропускну здатність кабельної лінії.

Промислове виробництво кабелів з ізоляцією ХРРЕ напругою від 6 до 330 кВ вперше в СНД освоєно в Україні на заводі «Південкабель» (м. Харків).

За кордоном для виконання міжсистемних зв'язків електропередачами постійного струму (HVDC) застосовують КЛ з ізоляцією «зшитого»

поліетилену, особливо якщо треба прокласти лінії через великі водні простори (морські протоки, мілководні моря). У таких умовах, коли побудувати в акваторії ПЛ неможливо, прокладання кабельної лінії постійного струму морським дном виявляється єдиним виправданим рішенням. В уніполярній передачі для цього потрібний тільки один кабель. У біполярній передачі прокладають два кабелі (з полярностями «+» і «-»). Тут у випадку відключення одного кабелю передача працює на половину своєї потужності.

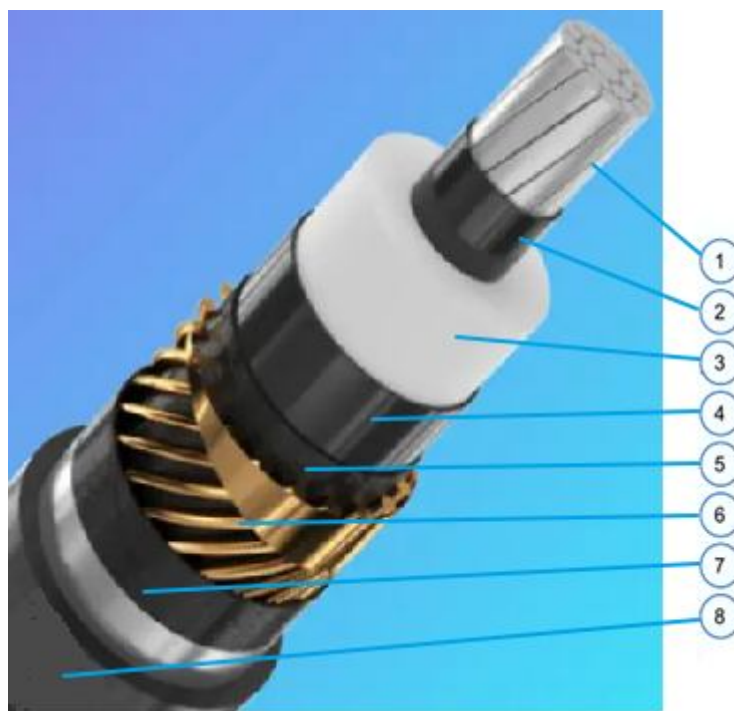


Рис.3. 33. Кабель з твердою ізоляцією із «зшитого» поліетилену: 1 – струмопровідна жила; 2 – напівпровідниковий шар; 3 – ізоляція (зшитий поліетилен); 4 – напівпровідниковий шар; 5 – шар водо блокуючої стрічки; 6 – екран з мідних проволоку; 7 – шар водоблокуючої стрічки; 8 – зовнішня захисна оболонка (поліетилен)

Перспективним у розвитку кабельної техніки є створення криогенних кабелів, що використовують ефект надпровідності металів за їх глибокого охолодження. Якщо температура рідкого азоту $77\text{ }^{\circ}\text{K}$, активний опір міді та алюмінію знижується в десятки разів, а за температури рідкого водню $20,4\text{ }^{\circ}\text{K}$ – до 200 разів. Метал ніобій (Nb) і його сполуки (Nb₃Sn, Nb₃Al) за температури рідкого гелію $4,2\text{ }^{\circ}\text{K}$ переходять у стан надпровідності. Зріджені гази для охолодження провідників можуть бути використані як ізолювальне середовище криогенних кабелів. Потужність криогенних електропередач оцінюють у 10...100 ГВт.

На рис. 3.34. наведено конструкцію HTS кабелю⁷ напругою 15 кВ на ПС «Біксбі» 138/13 кВ (США, Огайо)). Кабель довжиною 200 м розрахований на струм 3000 А для передавання потужності 69 МВА.

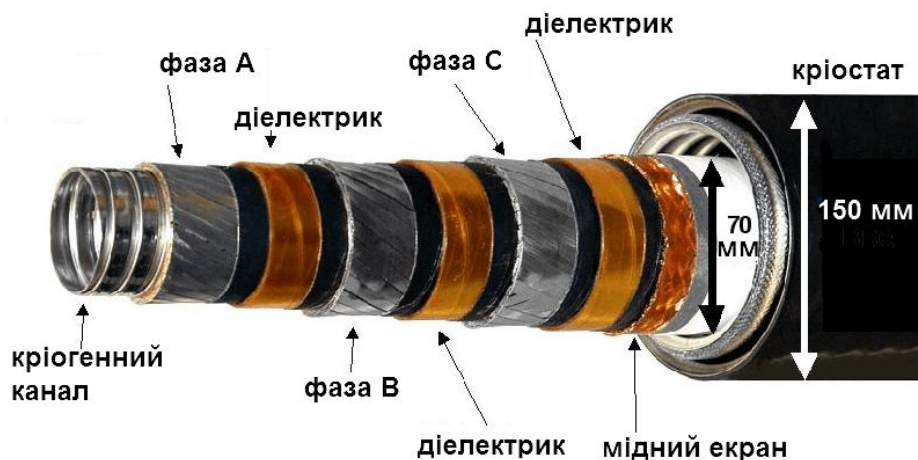


Рис. 3. 34. Криогенний HTS кабель напругою 15 кВ

На рис. 3.35 показано порівняння максимальної довжини та потужності передачі однофазними надпровідними високотемпературними кабелями (HTS) і кабелями зі зшитого поліетилену (XLPE) змінним струмом.

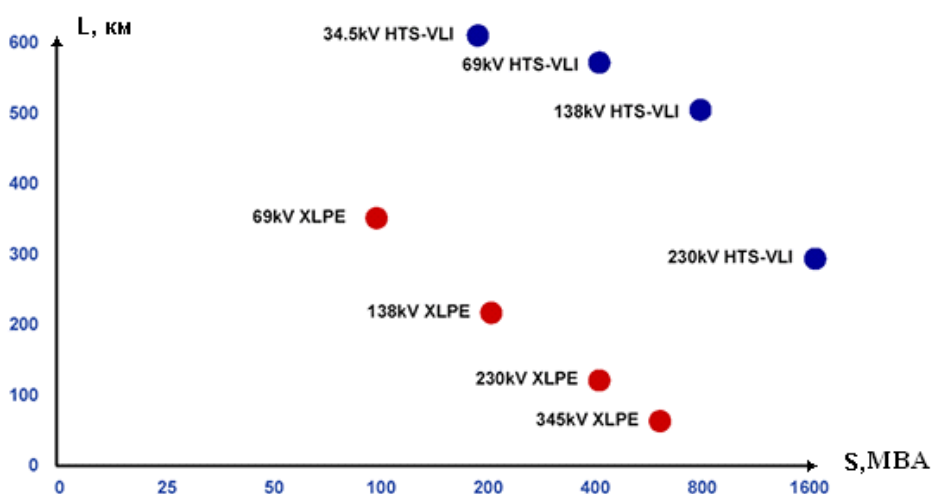


Рис. 3.35. Графічне порівняння потужності кабелів HTS і СПЕ (XLPE) за рівнем напруги та довжини

Економічна густина струму у звичайних силових кабелях становить $1...3 \text{ А/мм}^2$, а в HTS-кабелях вона може досягати $50...100 \text{ А/мм}^2$. Надпровідні високотемпературні кабелі (HTS) навіть якщо треба їх охолоджувати, можуть

⁷ https://www.researchgate.net/publication/283737384_Operating_experience_of_132_kV_superconducting_cable_system_at_AEP_bixby_station/download?_tp=eyJjb250ZXh0Ijp7ImZpcnN0UGFnZSI6Ii9kaXJlY3QiLCJwYWdlIjoieX2RpcmVjdCJ9fQ

передавати у 3...5 разів більшу потужність, ніж кабелі XLPE. Втрати у надпровідних кабелях набагато менші, навіть із врахуванням витрат на охолодження. Постачальники декларують втрати в кабелях HTS всього у межах 0,5 % від подужності передачі електроенергії, тоді як для традиційних кабелів цей показник знаходиться в межах 5...8 %.

Кабельні лінії електропередавання порівняно з ПЛЕП мають наступні переваги:

- несхильність піддаватися атмосферним впливам;
- захищеність траси і недосяжність для сторонніх осіб.

Недоліки КЛ:

- дорожчі за ПЛЕП аналогічного класу напруги;
- більш трудомісткі у спорудженні;
- вимагають більшого терміну для ремонту та більш кваліфікованого обслуговуючого персоналу;
- передавання однієї й тієї ж потужності потребує жили більшого перерізу.

Кабельні ЛЕП широко використовують у міських мережах, на територіях підприємств, якщо треба перетнути великі водойми, у забрудненій атмосфері.

Головними елементами КЛЕП є:

- кабель для передавання електроенергії;
- сполучні муфти;
- кінцеві муфти;
- стопорні муфти. Застосовують на крутих ділянках траси для попередження стікання кабельної маси;
- підживлювальні апарати та система сигналізації тиску масла для ліній, виконаних маслонаповненими кабелями;
- кабельні споруди (кабельні колектори, тунелі, канали, шахти, колодязі), які застосовують на окремих ділянках траси.

До основних частин кабелю будь-якої напруги належать:

- струмопровідні жили;
- ізоляція або ізолювальні оболонки, що відокремлюють струмопровідні жили одна від одної та від землі;
- захисна оболонка, що охороняє ізоляцію від шкідливої дії вологи, кислот, механічних пошкоджень.

Кабелі маркують за початковими літерами елементів, які характеризують їх конструкцію (рис. 3.36):

- жила – літера **А** для алюмінію, без позначення для міді;
- оболонка – літера **А** для алюмінію, **С** – для свинцю, **В** – для полівінілхлориду, **Н** – для гуми, **П** – для поліетилену, **Пв** – зшитого поліетилену;
- броня – літера **Б** для сталевих стрічок, **П** – для плоских освинцованих дротів, **ДО** – для круглих освинцованих дротів, **Г** – для кабелів без броні та захисного шару.

Якщо кабелі виконано з окремо освинцованими жилами, то в маркуванні вказують літеру **О**.

Для маслонаповнених кабелів низького тиску перед основною аббревіатурою вказують літери **МН**, а для кабелів високого тиску – **МВС**.

Після аббревіатури вказують кількість жил і їх переріз у міліметрах квадратних (мм²).

Маркування кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену таке:

А – алюмінієва жила (без позначення – мідна жила);

Пв – ізоляція зі зшитого поліетилену;

П – оболонка з поліетилену;

Пу – оболонка з поліетилену збільшеної товщини;

В – оболонка з полівінілхлоридного (ПВХ) пластику;

нг-LS – оболонка з ПВХ-пластикату зниженої пожежостійкості («LS» – Low Smoke – низьке димо- та газовиділення);

г – поздовжня герметизація водоблокувальними стрічками;

2г – подвійна герметизація (водоблокувальними стрічками й алюмополіетиленовою стрічкою).

Маркування міжнародне:

N – виготовлений згідно з німецьким стандартом VDE;

Y – ПВХ-ізоляція (YnKY);

2Y – ізоляція із поліетилену;

2X – ізоляція зі зшитого поліетилену;

S – мідний екран;

(F) – поздовжня герметизація;

(FL) – поздовжня і поперечна герметизація;

E – трижильний кабель;

R – броня із круглих сталевих дротів.

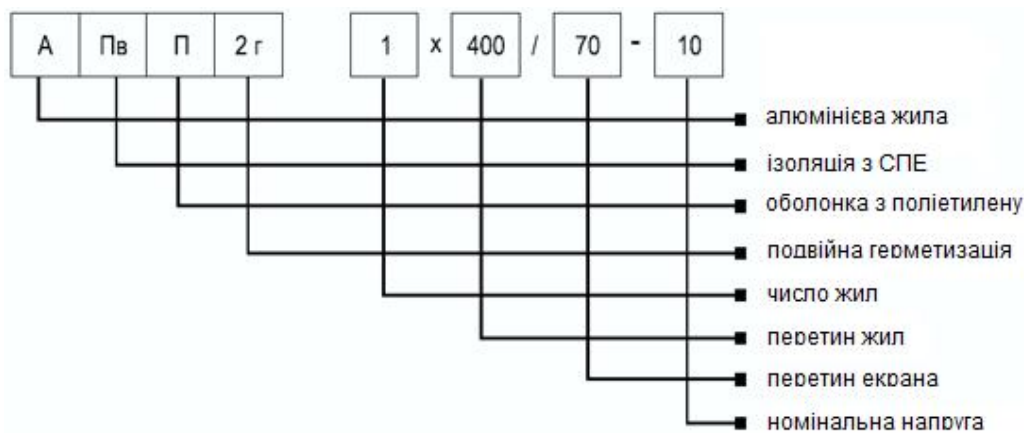


Рис. 3.36. Схема маркування кабелю

Приклади маркування кабелю:

ААБ-3×120 – трижильний алюмінієвий кабель з алюмінієвою оболонкою і бронею зі свинцю з перерізом жил 120 мм²;

СБ-3×95+1×25 – трижильний мідний кабель зі свинцевими оболонкою й бронею перерізом жил 95 мм² з нульовою жилою перерізом 25 мм². Якщо є виділені жили для «нуля» (вони меншого перерізу), через «+» стоїть друга пара цифр.

Квббшвнг:

К – контрольний (на перші позиції може вказуватись призначення кабелю);
немає літери «А» — мідні жили;

В – ізоляція жив з ПВХ;

бб – броня з двох сталевих стрічок;

Швнг – зовнішній вініловий шланг негорючі (нг).

ААБл:

А – алюмінієві жили;

А – оболонка з алюмінію;

Бл – броня з підкладкою з пластмасових стрічок

АПвПу2Г:

А — алюмінієві жили;

Пв — ізоляція провідників із зшитого поліетилену;

Пу — захисна оболонка (внутрішня);

2Г — подвійна гідроізоляція

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *В яких випадках застосовують КЛ?*
2. *Дайте визначення ПЛЕП.*
3. *Які переваги і недоліки КЛ порівняно з повітряними?*
4. *Як маркують кабелі?*
5. *Переваги та недоліки КЛ-електропередавання порівняно з ПЛЕП.*

ЛІТЕРАТУРА: [33, С. 65–92]; [16, С. 348–358]; [5, С. 1–14]; [12, С. 10–270]; [81, С. 10–120.]

3.3 Конструкції кабелів ліній електропередавання

За кількістю жил розрізняють кабелі (рис. 3.37):

– *одножильні* – застосовують на постійному та змінному струмі за напруги 110 кВ і вище;

– *двожильні* - застосовують на змінному та постійному струмі;

– *трижильні* - застосовують на змінному струмі за напруги до 35 кВ;

– *чотирижильні* (три жили й нульовий провід) – застосовують на змінному струмі за напруги до 1000 В;

– *п'ятижильні* (три жили, нульовий та захисний РЕ провід) застосовують на змінному струмі за напруги до 1000 В.

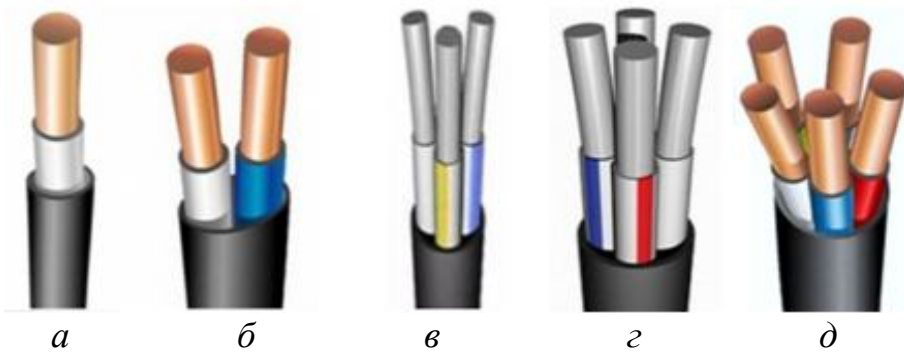
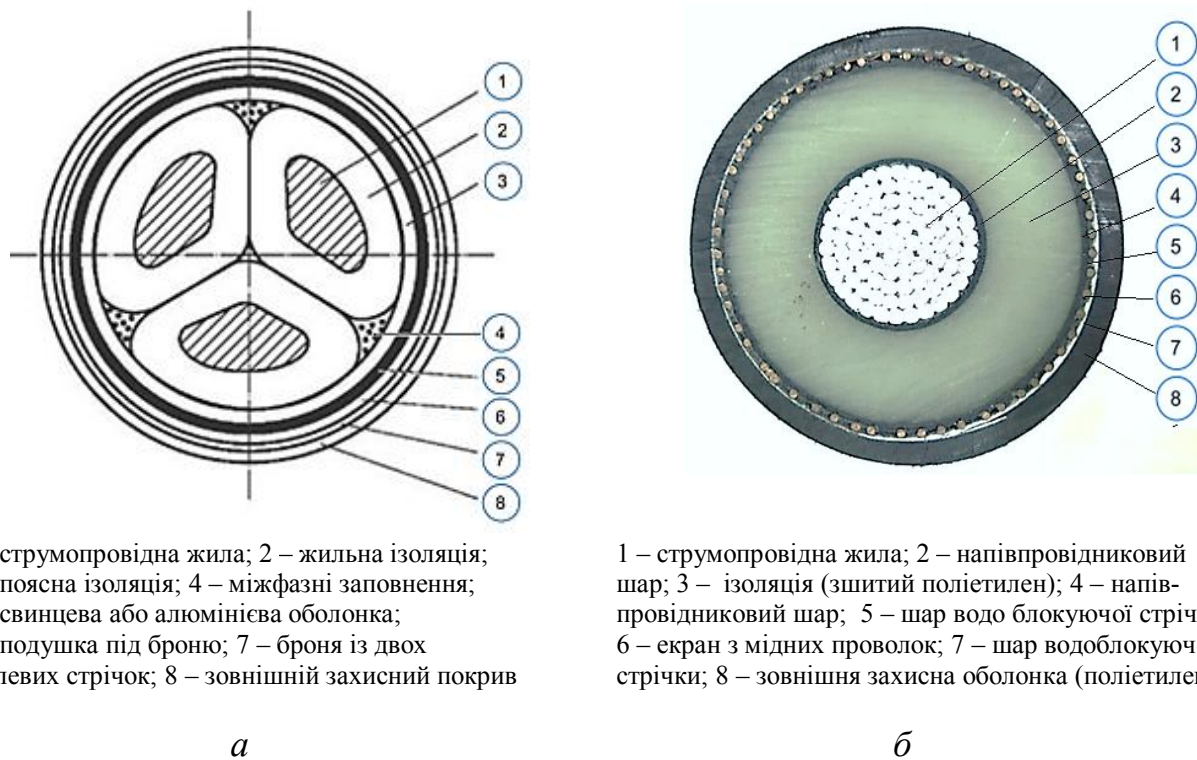


Рис. 3.37. Конструкції кабелів за кількістю жил: *a* – одножильні; *б* – двожильні; *в* – трижильні; *г* – чотирижильні; *д* – п'ятижильні

Розглянемо конструкції та характеристику елементів кабелю напругою 10 кВ та 330 кВ (рис. 3.38).



1 – струмопровідна жила; 2 – жильна ізоляція;
3 – поясна ізоляція; 4 – міжфазні заповнення;
5 – свинцева або алюмінієва оболонка;
6 – подушка під броню; 7 – броня із двох
сталевих стрічок; 8 – зовнішній захисний покрив

1 – струмопровідна жила; 2 – напівпровідниковий
шар; 3 – ізоляція (зшитий поліетилен); 4 – напів-
провідниковий шар; 5 – шар водо блокуючої стрічки;
6 – екран з мідних проволочок; 7 – шар водоблокуючої
стрічки; 8 – зовнішня захисна оболонка (поліетилен)

Рис. 3.38. Конструкція кабелю: *a* – 10 кВ; *б* – 330 кВ

Фазна (жильна) ізоляція призначена для ізолювання жил одна від одної. Може бути виконана зі спеціального технічного паперу із в'язким масляним просоченням, полівінілхлориду, зшитого поліетилену, які збільшують електричну міцність.

Поясна ізоляція забезпечує однакову електричну міцність між жилами й між будь-якою фазою та землею. Це важливо, тому що в мережі з ізолюваною нейтраллю в разі замикання однієї з фаз на землю дві інші фази щодо землі опиняються під лінійною напругою.

Кабелі з поясною ізоляцією мають недоліки, які пов'язані з сильною нерівністю коефіцієнтів термічного розширення просочувальної маси та інших складових частин кабелю: міді, свинцю, паперу, причому на них більшою мірою, ніж на кабелях інших конструкцій, позначається вплив внутрішнього вакууму, завдяки тому що відносно вони мають найбільший обсяг просочувальної маси в кабелі.

У вітчизняних кабелях на напругу 10 кВ товщина фазної ізоляції становить 2,75 мм, а товщина поясної - 1,25 мм.

Поділ ізоляції на фазну та поясну дозволяє зменшити діаметр кабелю, але якщо наявна поясна ізоляція, електричне і теплове поля відрізняються від радіального (рис. 3.39 б, в, г). У цьому випадку силові лінії мають різні кути нахилу щодо шарів паперу, що обумовлює наявність у них тангенціальної складової поля. Електрична міцність уздовж шарів паперу у 8...10 разів менша, ніж поперек.

Вільний міжфазний простір кабелю заповнюють паперовими джгутами, які ускладнюють переміщення просочувального складу, подовжуючи термін служби кабелю. Вони також надають кабелю округлої форми.

Для підвищення напруги кабелю шар ізоляції потрібно збільшувати, що економічно недоцільно. Тому за напруги 35 кВ і вище кабелі виконують з окремо освинцьованими або екранованими жилами. У таких кабелях електричне і теплове поля – радіальні.

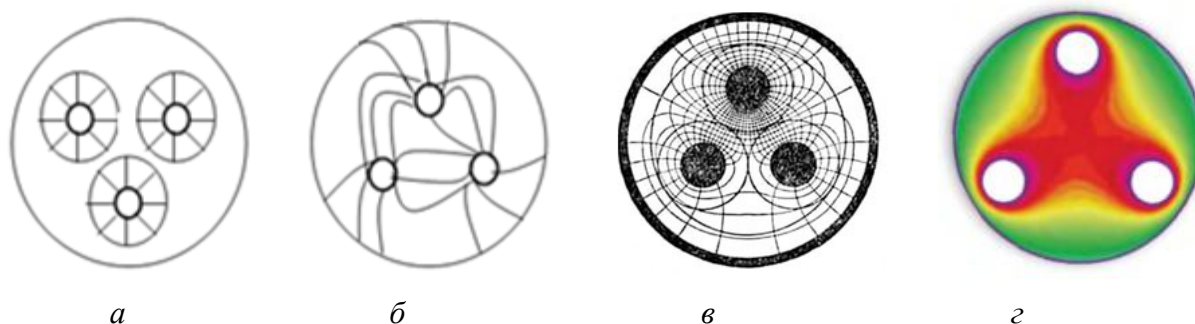


Рис. 3.39. Електричне поле в кабелі: а – радіальний характер розподілу силових ліній з екранованими жилами; б – тангенціальний характер розподілу силових ліній з поясною ізоляцією; в – аналітична модель та Comsol-модель електромагнітного поля з поясною ізоляцією; г – аналітична модель та Comsol-модель теплового поля з поясною ізоляцією

Оболонка служить для герметизації ізоляції та захисту її від проникнення вологи, повітря, хімічних продуктів, виключає старіння ізоляції під дією тепла і світла. Оболонки виконують з алюмінію, свинцю, поліетиленових матеріалів.

Свинцева оболонка кабелів має дуже незначну межу пружності, тому при перегрівках кабелів від навантаження їх струмом, а також при вигинах кабелів, між свинцевою оболонкою та ізоляцією утворюються порожнечі, які також є джерелом іонізації в кабелях.

Броня служить для захисту оболонки від механічних пошкоджень під час розкопок, сповзання ґрунту. Її роблять зі сталевих стрічок або круглих чи сегментованих дротів. Для силових кабелів використовують товщини стрічки 0,3 і 0,5 мм, ширина стрічки вибирається наступних розмірів: 15; 20; 25; 35; 45 та 60 мм. Для круглого дроту стандартизовано такі діаметри: 1,4; 1,8; 4,0; 5,0 і 6,0 мм (останні три розміри тільки для підводних кабелів), а для сегментного - розміри 6,5-1,7 мм і 5,4-1,5 мм, де перші цифри – хорди кіл, що утворюють перетин дроту, а другі – товщини дроту.

Зовнішнє покриття захищає броню від корозії та являє собою джутове покриття, просочене бітумною масою. Джутова пряжа виготовляється з волокон індійської рослини – джуту. Він близький до нашої пеньки, але міцніший за неї. Для захисних оболонок джут, який у нас є імпортом, заміняють луб'яним волокном, що є відходами від виробництва лляної пряжі.

Для КЛ до 1000 В використовують полімерну ізоляцію ПВХ, яка забезпечує функціонування за температур від -50 до $+50$ °С (рис. 3.40) та гумову за температур від -40 до $+50$ °С (рис. 3.41). Різниця рівня прокладання кабелю не обмежена. Допустима температура нагрівання жил із ПВХ-ізоляцією:

- номінальний струм $+70$ °С;
- перевантаження $+80$ °С, до 8 годин на добу;
- КЗ $+160$ °С (ПВХ), $+130$ °С (ПЕ), до 4 с.

Допустима температура нагрівання жил з гумовою ізоляцією становить $+75$ °С, у разі КЗ – 150 °С.



Рис. 3.40. Кабель із ПВХ-ізоляцією та неекранованими жилами



Рис. 3.41. Кабель із гумовою ізоляцією

Кабелі з паперовою ізоляцією просоченою масляним компаундом (рис. 3.42), які використовують у середовищах з низькою та середньою агресивністю, мають істотний недолік: після зняття струмового навантаження, тобто в разі охолодження, у кабелю з'являються газові включення. Це пов'язано з тим, що коефіцієнт лінійного розширення кабельної маси значно більший за коефіцієнт лінійного розширення ізолювального паперу. Діелектрична міцність газових включень у кілька раз менша, ніж паперу. У разі підвищення напруженості електричного поля це може спричинити пробій ізоляції. Допустима температура нагрівання жил з паперовою імпрегрованою ізоляцією така:

- номінальний струм +70 °С;
- перевантаження +100 °С, до 8 годин на добу;
- КЗ +200 °С, до 4 с.

Різниця рівня прокладання кабелю з паперовою просоченою ізоляцією не повинна перевищувати 15 м.

Щоб уникнути цього недоліку за напруг 10...110 кВ застосовують газонаповнені освинцьовані кабелі. Фазну ізоляцію виконують зі збіднено-просоченого паперу. Кабель перебуває під невеликим надлишковим тиском (0,1...0,3 МПа) інертного газу (азоту). Це підвищує ізолювальні властивості паперу. Сталість тиску забезпечується неперервним підживленням газу.



Рис. 3.42. Кабель з паперовою маслопросоченою ізоляцією з неекранованими жилами

За напруги 110...500 кВ використовують маслонаповнені кабелі. Струмopовідні жили виготовляють з каналом у центрі, які заповнюють дегазованим малов'язким очищеним маслом під тиском до 1,6 МПа. Надлишковий тиск виключає можливість утворення порожнин в ізоляції кабелю, що збільшує його електричну міцність. Залежно від величини тиску розрізняють маслонаповнені кабелі високого й низького тиску. Маслонаповнений канал через спеціальні підживлювальні муфти на трасі з'єднується з баками під тиском.

Останнім часом в ЕМ різних класів номінальної напруги значного поширення набули кабелі з ізоляцією зі зшитого поліетилену, які використовують незалежно від рівня агресивності середовища. Такі кабелі на напругу до 10 кВ виготовляють трижильними або одножильними. На напругу 35 кВ та вище такі кабелі роблять одножильними. Кабель з ізоляцією зі зшитого поліетилену здатний витримувати високу температуру. За температури 90 °С кабель здатний функціонувати тривалий час, а з підвищенням температури до 110...130 °С в разі перевантаження на лінії може забезпечити теплову стійкість до 6 год. Максимальна температура, яку може витримати жила у зшитому поліетилені під час КЗ, становить 250 °С.

Зауваження

Площа перерізу та товщина ізоляції кабелю зі зшитого поліетилену:

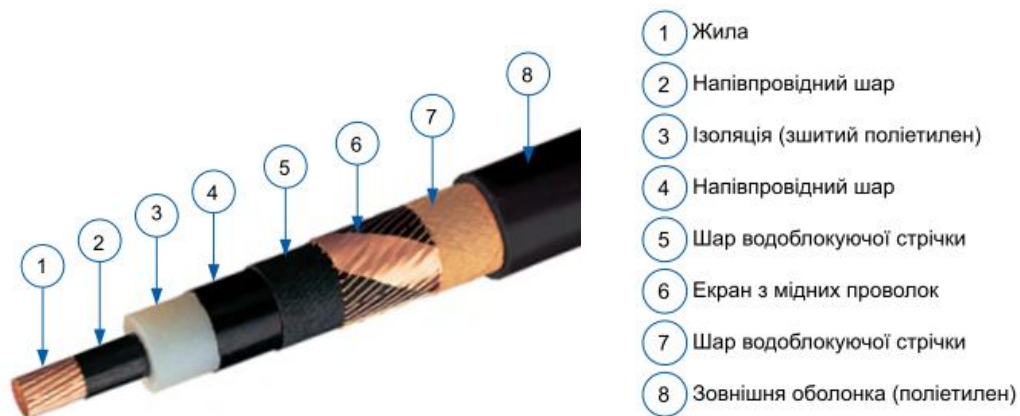
- від 6 кВ до 35 кВ – 35...1600 мм², товщина 3,4...8,5 мм;
- від 45 кВ до 150 кВ – площа перерізу дроту 70...2000 мм², товщина 8...23 мм;
- від 220 кВ до 330 кВ – площа зрізу становить від 400 до 2000 мм², товщина 20...28 мм.

Загальний вигляд одножильного кабелю з ізоляцією зі зшитого поліетилену показано на рис. 3.43, *а*. Такі кабелі складаються зі струмопровідної жили 1, екранованої напівпровідним зшитим поліетиленом 2. Далі міститься шар ізоляції зі зшитого поліетилену 3, екранований напівпровідною пластмасою 4. Екран з мідних дротів 6 захищений подушками роздільних шарів 5 та 7. Зовнішній шар кабелю – це пластикова оболонка 8.

На рис. 3.43, *б* наведено конструкцію кабелю з ізоляцією зі зшитого поліетилену для прокладання на дні моря. Кабель має підсилену та більш захищену конструкцію, яка доповнена трьома оптоволоконними кабелями. На рис. 3.44 показано монтаж підводного кабелю «Тегна» морського базування напругою 132 кВ, який з'єднує острів Ельба з Пьомбіно (Ліворно) італійської електроенергетичної системи. Довжина лінії електропередавання становить близько 37 км, з яких 34 км під водою (на максимальній глибині близько 70 м нижче рівня моря) і 3 км повністю під землею. Зовні кабель має світловібивну стрічку. Вартість будівництва склала на 2023 рік 90 мільйонів євро.

Оскільки кабель нормується за будівельною довжиною (довжина намотки на барабан), яка є обмеженою, і може становити декілька десятків чи сотень метрів, то для спорудження КЛ виникає необхідність з'єднати декілька будівельних довжин кабелю по трасі лінії, встановлюючи кабельні муфти (рис. 3.45).

Конструкції муфт проектується відповідно до міжнародних стандартів МЕК 60141 і 62271. Загальну класифікацію кабельних муфт подано на рис. 3.46.



a



б

Рис. 3.43. Конструкція кабелю з ізоляцією зі зшитого поліетилену: *a* – одножильний підземного прокладання; *б* – трьохжиильний морського прокладання

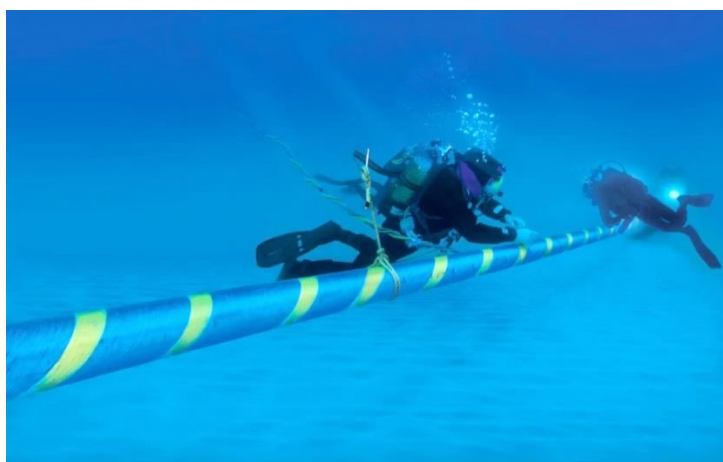


Рис. 3.44. Підводний монтаж кабелю з ізоляцією зі зшитого поліетилену

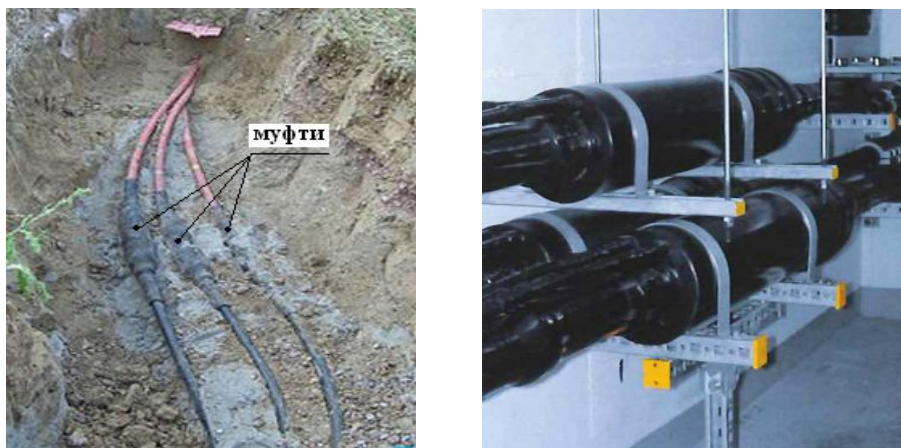


Рис. 3.45. Кабельні з'єднувальні муфти



Рис. 3.46. Класифікація кабельних муфт

Розглянемо пластмасові заливні муфти (рис. 3.47).

Заливні з'єднувальні муфти використовують у низьковольтних ЕМ на кабелях із суцільною ізоляцією типу ВВГ, АВВГ, а також можуть бути встановлені на контрольних кабелях типу КВВГ. За умови застосування додаткових матеріалів заливні муфти дозволяють зрощувати броньовані кабелі. Застосовуваний з муфтою електротехнічний поліуретановий компаунд є

гідрофобним і не розчиняється у воді, що дозволяє використовувати муфту для з'єднання кабелю типу КВВ, ВПП, що його надалі експлуатують під водою.

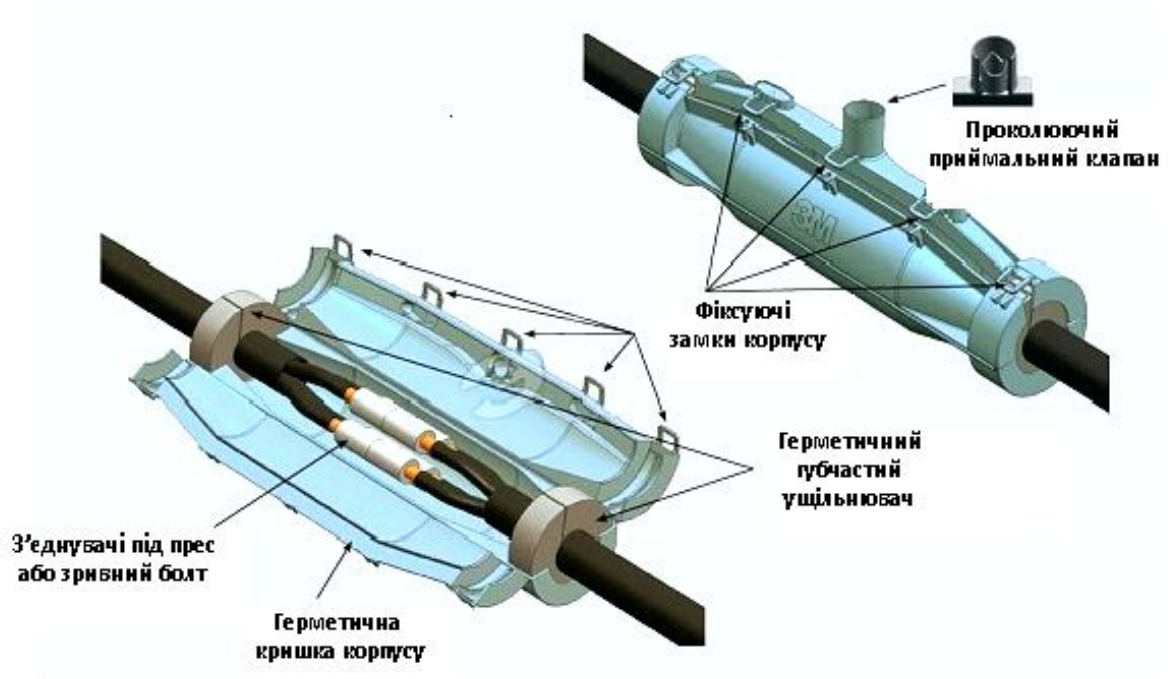


Рис. 3.47. Пластмасова заливна муфта

Розглянемо чавунні муфти (рис. 3.48).

Муфти-чавунці призначені для захисту від корозії свинцевих муфт, які змонтовані на броньованих свинцевих кабелях у котлованах. Муфти складаються із двох кришок і скручуються болтами.

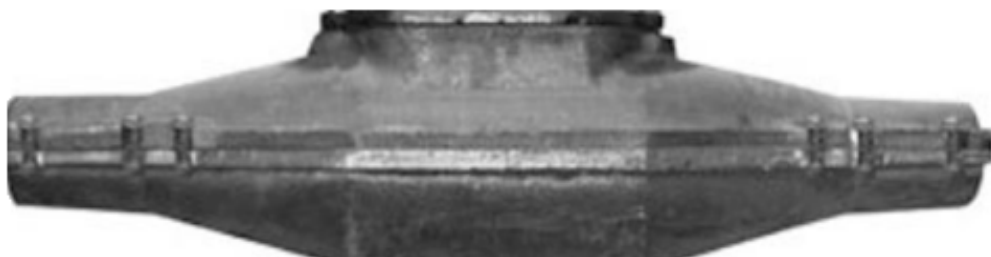


Рис. 3.48. Чавунна муфта

Розглянемо свинцеві муфти (рис. 3.49).

За необхідності з'єднання жил кабелів з алюмінієвою або свинцевою оболонкою, використовують саме свинцеві муфти. Муфта має просту конструкцію. Вага муфти значна, але досить надійна.

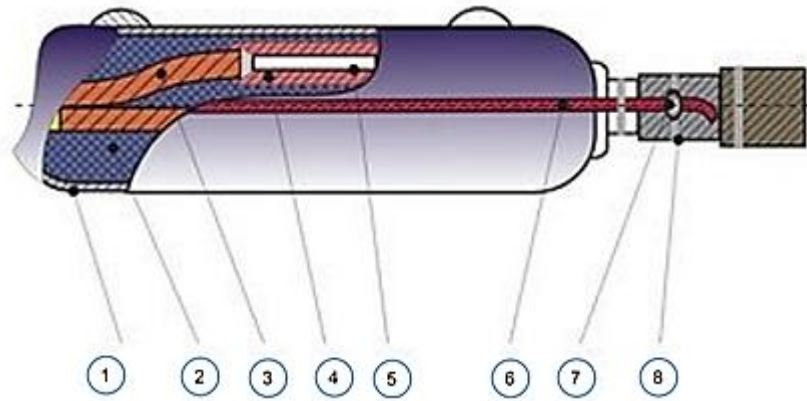


Рис. 3.49. Свинцева муфта: 1 – свинцевий корпус муфти; 2 – заливна ізоляційна суміш; 3 – жили; 4 – паперові просочені рулони; 5 – контактна пайка; 6 – провід заземлення; 7 – пайка проводу та броні; 8 – бандаж із дроту

Розглянемо епоксидні муфти (рис. 3.50).

Епоксидні муфти застосовують для з'єднання кабелю під землею, у траншеях, тунелях, шахтах, тощо. Такі вироби виготовляють зі спеціальної епоксидної смоли, вкритої захисним шаром азбесту або металевим кожухом. Після установки всю порожнину заливають епоксидною смолою, роблячи виріб по-справжньому довговічним.



Рис. 3.50. Епоксидна муфта

Розглянемо термозбіжні муфти (рис. 3.51).

Технологічне виконання термозбіжних муфт є одним із найпростіших, адже потрібно просто з'єднати жили, і з допомогою гарячого повітря домогтися герметичного покриття. Для нагрівання тубусів і манжетів можна використовувати газову грілку або професійний фен. Такі муфти мають кілька переваг:

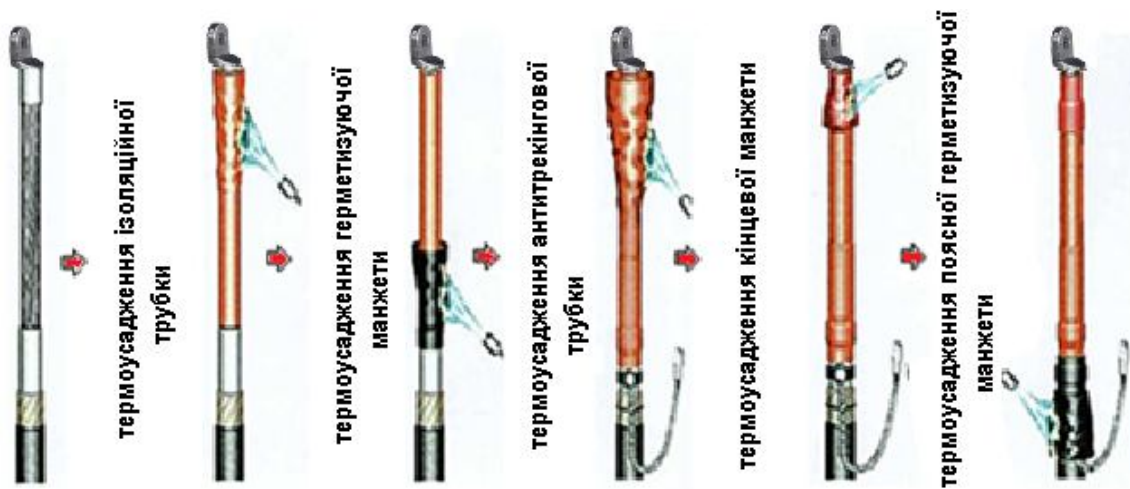
- знижується ризик електричного пробою завдяки високим діелектричним характеристикам;
- матеріал стає гнучким, тому виконувати монтажні роботи досить просто;

– діапазон усадки широкий, тому муфти можна використовувати під час монтажу ліній різного діаметра.

Термоусаджувальні муфти із зшитого поліетилену набули широкого поширення завдяки їх високій міцності, термостійкості і стійкості до хімічних впливів. Технологія виготовлення та усадки таких муфт відома і відпрацьована протягом багатьох років.



a



б

Рис. 3.51. Термозбіжна муфта: *a* – температурна усадка газовою грілкою; *б* – технологічна схема послідовності операцій термоусадження на кінцевій муфті

За необхідності виконання відгалуження від КЛ, використовують відгалужувальні муфти (рис. 3.52). За допомогою них можна виконати відгалуження ще для однієї лінії, незалежно від типів використовуваних кабелів. Нині доступний широкий спектр муфт виконання відгалужень КЛ.

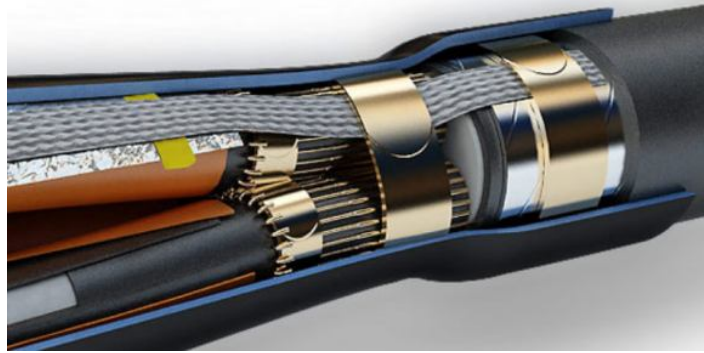
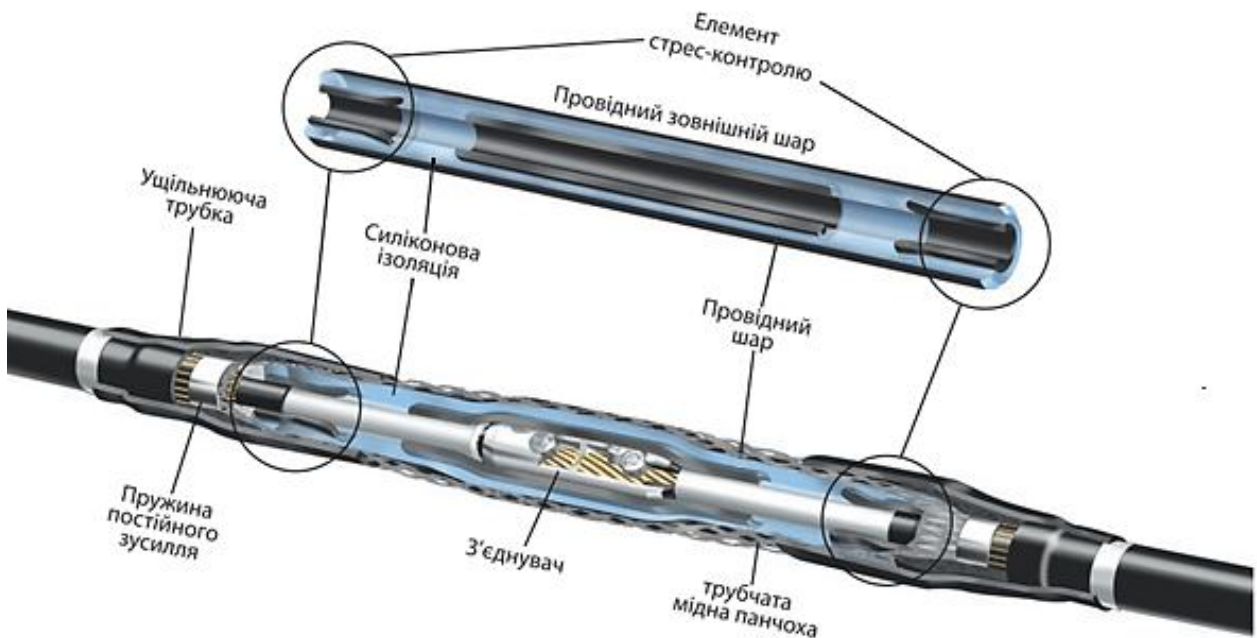
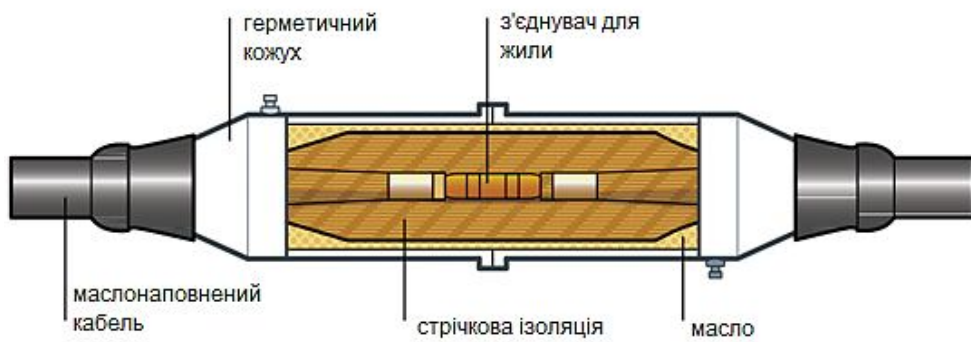


Рис. 3.52. Відгалужувальна муфта

Конструктивні особливості з'єднувальних муфт полімерних та масло наповнених кабелів представлено на рис. 3. 53.



a



б

Рис. 3.53. Конструкція з'єднувальної муфти кабелю: *a* – полімерного до 20 кВ; *б* – маслогаповненого низького тиску

Для з'єднання полімерних кабелів з маслонаповненими кабелями використовують перехідні муфти (рис. 3.54). Їх призначення – забезпечення електричного з'єднання жил та виконання повної герметизації кабелів при переходах.

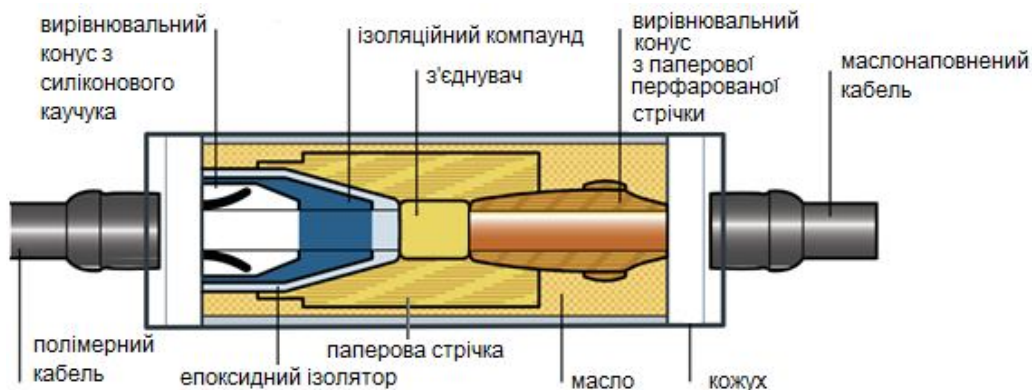


Рис. 3.54. Конструкція перехідної муфти

Для з'єднання КЛ з повітряними лініями або відкритими розподільними пристроями та електроустановками використовують кінцеві муфти (рис. 3.55).

Муфти для кабелів на напругу 330 кВ і вище (рис. 3.56) представляють собою складні технологічні електроустановки, які потребують високопрофесійного монтю.

Зауваження

Монтаж муфт здійснюється тільки після повного закінчення прокладання кабелю або його ділянок, а також будівельних робіт, проведення яких може призвести до зміщення кабелю.

Важливим у конструкціях високовольтних кабелів є обов'язкове врахування факторів зміни електричного поля, які викликають додаткові впливи і фактично не проявляються за низької напруги.

На зрізі екрана під час монтування муфти високовольтного кабелю відбувається різка зміна напруженості електричного поля, особливо в разі підвищення класу напруги КЛ. Якщо на кабелі, розрахованому на напругу до 1 кВ, проблеми практично не відчутно зовсім, то у муфтах на напругу 6...10 кВ, і тим більше 35...330 кВ, якщо не вжити спеціальних заходів, електричний пробій практично гарантований.

Головна функція будь-якої кінцевої або з'єднувальної високовольтної муфти – вирівнювання підвищеної напруженості електричного поля на зрізах екрана кабелю або в місцях з'єднання жил. Знизити концентрацію електричного поля до безпечних значень, зробити його більш рівномірним та однорідним можна різними способами.

Один із традиційних методів – змінити геометрію кабельного екрана в місці розділення та надати йому форму розтруба з широкою частиною, зверненою у бік наконечника. Форма і кут нахилу екранувального контура

мають важливе значення (рис. 3.57 *а*). Залежно від типу кабелю та екрана завдання зміни геометрії кабельного екрана вирішується різними способами.



а



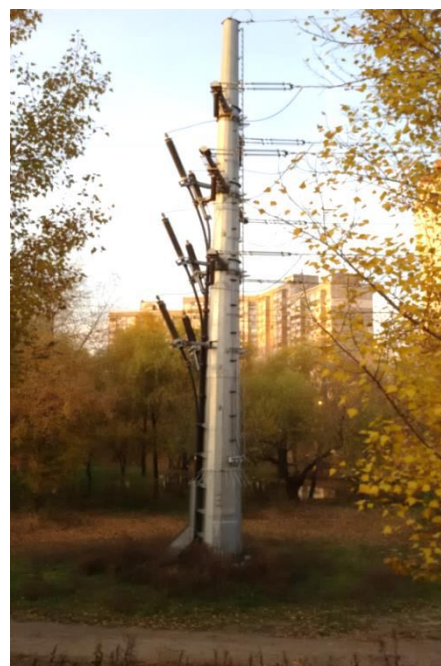
б



в



г



д

Рис. 3.55. Загальний вигляд кабельних кінцевих муфт: *а* – для підключення до елегазового устаткування напругою 110 кВ; *б* – підключення до ВРП підстанції 110 кВ; *в* – муфта напругою 35 кВ для приєднання електроустановки; *г* – перехід з кабельної лінії на ПЛ напругою 110 кВ (вигляд вздовж траси); *д* – перехід з кабельної лінії до ПЛ напругою 110 кВ (вигляд перпендикулярно трасі)



Рис. 3.56. Монтаж з'єднувальних муфт кабельної лінії 330 кВ

У трьохжильних кабелях з паперовою ізоляцією на напругу 10 кВ і загальною свинцевою оболонкою, оболонка у місці зрізу безпосередньо сформована у вигляді розтруба. В аналогічних кабелях із загальною алюмінієвою оболонкою, яка має значно меншу пластичність порівняно зі свинцевим, зробити відбортовку на зрізі оболонки було проблематично, тому поверх зрізу металеві оболонки накладали герметик у формі яблука, на який насаджували напівпровідну термозбіжну трубку, що одним кінцем облягала алюмінієву оболонку, а іншим розширювалась у формі дзвона, що лежить на «яблуці» (рис. 3.57 б, в). Таким чином напівпровідна трубка «продовжувала» металевий екран і надавала йому потрібної форми.

Створення провідних екранів спеціальної форми, що направляють і вирівнюють напруженість електричного поля до безпечних значень є одним із найбільш використовуваних методів під час конструювання муфт для кабелів із зшитого поліетилену високого і надвисокого класів напруги 110 та 330 кВ.

З розвитком полімерних технологій і нових відкриттів у галузі матеріалознавства з'явився інший, не менш ефективний спосіб контролю за підвищеною напруженістю електричного поля. Роль зниження градієнта напруженості електричного поля на зрізі екрана високовольтних кабелів виконують спеціально розроблені мастики і трубки вирівнювання напруженості електричного поля (рис. 3.57 г). Матеріал трубок і мастик містить спеціальні добавки, що забезпечують імпедансні та рефракційні характеристики.

У конструкціях кінцевих та з'єднувальних термозбіжних муфт реалізовано саме цей спосіб, а в комплектацію муфт напругою 10, 20 та 35 кВ включено всі потрібні елементи для вирівнювання напруженості електричного поля.

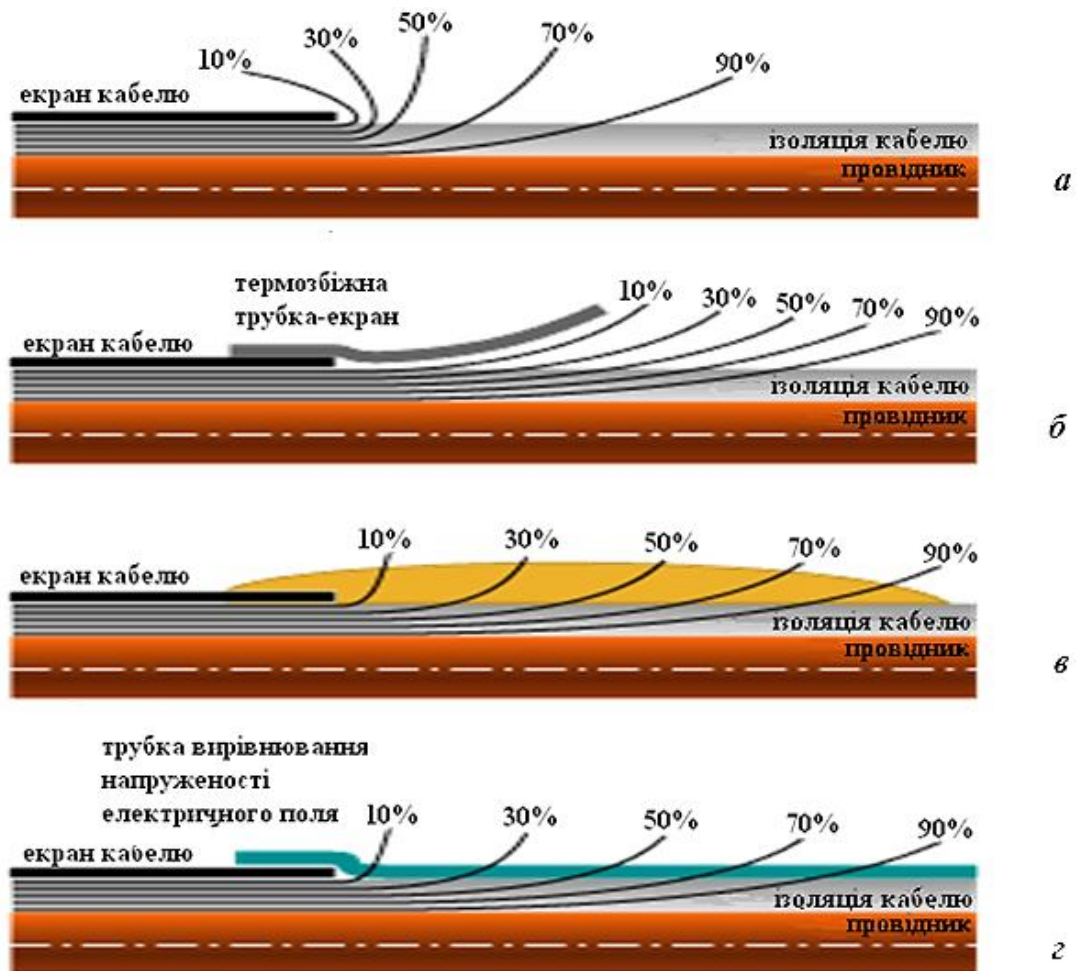


Рис. 3.57. Моделі зміни форми і кута нахилу екранувального контура

Важливою в конструкціях кабелів та кабельних муфт є трекінгостійкість ізоляції.

Трекінг – це процес поступового утворення вугільних провідних доріжок на поверхні зовнішньої ізоляції високовольтних установок унаслідок спільного впливу електричної напруги, вологості та забруднень. Стійкість ізоляційних матеріалів до трекінг-ерозійних руйнувань вимірюють класом трекінгостійкості матеріалів.

Експерименти засвідчують, що явище трекінгу в кінцевих муфтах зовнішньої установки починає проявлятися вже за напруги 3 кВ. Зі збільшенням напруги, без спеціально вжитих заходів, ресурс роботи кабельних муфт значно скорочується.

Є два основні способи для запобігання явищу трекінгу у високовольтних кінцевих муфтах: внесення конструктивних змін та застосування матеріалів, що мають стійкість до трекінгу.

Метою змін у конструкції муфт є збільшення довжини шляхів струмів витоку (рис. 3.58) і, як наслідок, зниження ймовірності утворення на ізоляції електричних розрядів, що призводять до утворення провідних треків і пробоїв. Збільшення загальної довжини розділення кінцевої муфти, за якого збільшується відстань між неізольованими металевими частинами різних потенціалів, є одним зі спеціальних конструктивних заходів. Однак цей захід не завжди буває зручним і практичним, оскільки зі зростанням класу напруги потрібне значне збільшення довжини муфти.

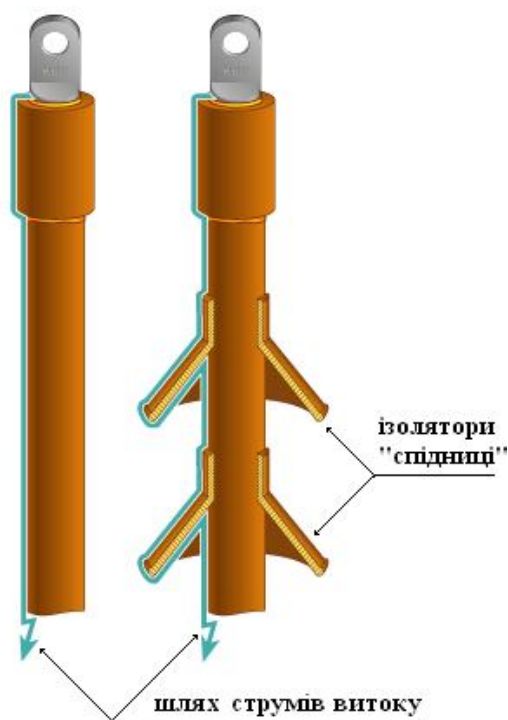


Рис. 3.58. Шляхи струмів витоку кінцевих (перехідних) муфт

Більш ефективним рішенням, широко застосовуваним на практиці, є установка ізоляторів на поясну ізоляцію жили – «спідниць» (рис. 3.58, вигляд справа), я збільшують довжину шляху витоку зі збереженням або навіть зменшенням довжини муфти. Форма і розміри ізоляторів забезпечують наявність гарантовано сухих зон на поверхні ізоляції. Крім того, внутрішня сторона «спідниць – ізоляторів» набагато менше схильна до забруднень, що також знижує ймовірність виникнення трекінгу.

Вимогами ДСТУ 9920-89 до умов роботи ізоляції і Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) встановлено чотири ступеня промислового забруднення атмосфери. Для кожного зі ступенів забруднення і різних напруг мережі визначено мінімально допустиму довжину шляху струмів витоку.

Конструкція муфт забезпечує більш ніж чотирикратне перевищення нормативних значень питомої довжини шляху витоку.

Між тим вирішальну роль у виникненні або відсутності трекінгу відіграють матеріали, що їх застосовують як ізоляцію у високовольтних зовнішніх установках. Однак не всі матеріали однаковою мірою можуть протистояти явищу трекінгу (рис. 3.59).

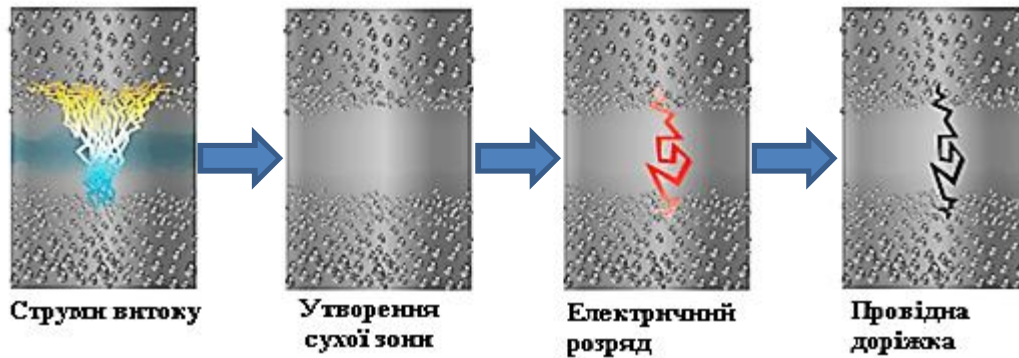


Рис. 3.59. Послідовність виникнення трекінгу в ізоляції

Такі матеріали, як слюда, фарфор і скло, мають високий клас трекінгостійкості й у певному сенсі є еталонами. Для виробництва високовольтних ізоляторів традиційно використовують скло й кераміку.

З розвитком галузі полімерних композиційних матеріалів і сучасних технологій з'явилася можливість створювати полімери, що мають стійкість до трекінгу та ультрафіолетового випромінювання.

Відповідно до усталеної міжнародної традиції термоусаджувальні вироби, виконані з антітрекінгового матеріалу, фарбують у цегляно-червоний колір. З такого матеріалу виготовляють трубки жильної ізоляції, кінцеві манжети, рукавички та «спідниці – ізолятори» для кінцевих муфт на напругу 10, 20 та 35 кВ.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Назвіть головні елементи КЛ.
2. Дайте характеристику конструктивним елементам кабелю. Які типи кабельних муфт застосовують?
3. Які функції зовнішнього покриття кабелю?
4. Які функції оболонки кабелю?
5. Яке призначення фазної ізоляції?
6. Яке призначення поясної ізоляції?
7. Як розрізняють кабелі за кількістю жил?
8. Яка допустима температура ПВХ-ізоляції для номінального струму?
9. Яка допустима температура паперової просоченої ізоляції для номінального струму?
10. Яка допустима температура ізоляції зі зшитого поліетилену для номінального струму?

11. *Яка допустима температура ПВХ-ізоляції під час перевантаження?*
12. *Назвіть шляхи запобігання явищу трекінгу у високовольтних кінцевих муфтах.*
13. *Яка допустима температура паперової просоченої ізоляції в разі перевантаження?*
14. *Яка допустима температура ізоляції зі зшитого поліетилену в разі перевантаження?*
15. *Як поділяють кабельні муфти?*
16. *Назвіть засоби збільшення довжини шляхів витоку кінцевих муфт.*

ЛІТЕРАТУРА: [33, С. 65–92]; [16, С. 348–358]; [5, С. 1–14]; [6, С. 1–154]; [81, С. 10–120].

3.4 Прокладання кабелів та способи заземлення екранів кабельних ліній електропередавання

Розглянемо основні терміни та визначення елементів конструкцій КЛЕП.

Кабельна споруда – призначена для розміщення в ній кабелів, кабельних муфт, а також іншого обладнання для забезпечення нормальної роботи КЛ. До них належать: кабельні колектори, тунелі, канали, шахти, кабельні поверхи і приміщення, кабельні колодязі та ін.

Кабельний колектор – підземна споруда, призначена для спільного розміщення КЛ (силових, контрольних, зв'язку), водопроводів і теплопроводів.

Кабельний тунель – закрита споруда (коридор) з опорами для розміщення на них кабелів і кабельних муфт, з вільним проходом по всій довжині, який дозволяє виконувати прокладання кабелів, ремонт і огляд КЛ.

Кабельна галерея – надземна або наземна горизонтальна чи похила протяжна прохідна кабельна споруда закритого або частково закритого типу.

Кабельний канал – протяжна непрохідна кабельна споруда закритого типу, заглиблена (частково або повністю) у ґрунт, перекриття, підлогу тощо, що дає можливість виконувати прокладання, ремонти і огляди КЛ після зняття перекриття.

Кабельна камера – підземна або частково заглиблена непрохідна кабельна споруда закритого типу, призначена для розміщення кабельних муфт або для протягування кабелів у кабельні блоки, використання яких можливе тільки в разі повністю знятого перекриття. Камеру, яка має габарити між підлогою й перекриттям не менше 1,8 м, а також люк для входу, називають *кабельним колодязем*.

Кабельна шахта – вертикальна кабельна споруда, висота якої в декілька разів перевищує розміри діаметра або ширини стіни споруди, обладнана скобами або драбиною для пересування людей у вертикальному напрямку (прохідна шахта). Якщо за конструкцією шахти одну стінку можна знімати повністю або частково, таку шахту називають *непрохідною*.

Подвійна підлога – кабельна споруда у вигляді частини будівлі, обмеженої міжповерховим перекриттям та підлогою приміщення над ним, зі знімними плитами підлоги (по всій поверхні або її частині).

Кабельна арматура – різновиди кабельних муфт (з'єднувальні, кінцеві, перехідні, штекерні, екранороздільні тощо), вироби для з'єднання і заземлення кабельних екранів, компенсатори, а також баки тиску.

З'єднувальна коробка – коробка, в якій з'єднувальні та (або) заземлювальні елементи виготовлено у вигляді рухомих з'єднань і яка може мати обмежувачі напруги на кабельному екрані (ІСЕ 50 (461), поз. 461-15-03).

З'єднувальна муфта – пристрій, який забезпечує з'єднання двох кабелів для утворення неперервного кола струму (ІСЕ 50 (461), поз. 461-03-04).

Кінцева муфта – кінцевий пристрій, який встановлюють на кінці кабелю для забезпечення його електричного з'єднання з іншими частинами системи та для захисту ізоляції до точки приєднання (ІСЕ 50 (461), поз. 461-03-03).

Кабельна лінія маслонаповнена (КЛМ) – КЛ, що складена з маслонаповнених кабелів, їх арматури, апаратів підживлення, системи сигналізації тиску масла та іншого обладнання, призначеного для нормального функціонування лінії.

Повітряно-кабельне з'єднання (ПКЗ) – з'єднання ПЛЕП і КЛЕП, виконане на конструкціях опори ПЛ з установкою кабелів, кабельних муфт, роз'єднувача та обмежувача перенапруг (за потреби). Повітряно-кабельне з'єднання, що виконане у конструкціях наземної розподільної установки, називають перехідним пунктом.

Кабельна панчоха – труба, сплетена зі сталевих тросиків так, що під впливом тягнутої сили щільно стискається навколо оболонки кабелю.

Монтажний затискач (жабка) – пристрій, який використовують для механічного затискання у ньому кінців робочих жил кабелю, міститься між кабелем та тягнучим тросом.

Уздовж КЛ, прокладуваних за межами території електроустановок і приміщень, треба встановлювати охоронні зони відповідно до чинних правил охорони ЕМ. Будівельна довжина кабелю (довжина кабелю на барабані, рис.3.60) із просоченою паперовою ізоляцією залежно від номінальної напруги і перерізу жил становить 200...450 м, із резиноюю ізоляцією – 125 м, з полімерною ізоляцією – 100...300 м.



Рис. 3.60 Кабельний барабан

Силові КЛ виконують таким чином, щоб у процесі монтажу та експлуатації виключити можливість виникнення в них небезпечних механічних навантажень і пошкоджень, для чого:

- кабелі треба прокладати із запасом по довжині на 1–2 % для компенсації можливих зміщень й температурних деформацій кабелів і конструкцій, по яких їх прокладено; у траншеях і на поверхнях всередині будівель запас створюють прокладанням кабелю «змійкою», а у кабельних конструкціях – провисанням між конструкціями; укладати запас кабелю у вигляді кілець (витків) заборонено;

- кабелі, прокладені горизонтально по конструкціях, стінах, перекриттях тощо, треба жорстко закріпити в кінцевих точках із двох боків у місцях згину і безпосередньо поблизу муфт будь-якого типу;

- кабелі, прокладені вертикально по конструкціях і стінах, треба закріпити таким чином, щоб виключити деформацію оболонки і не порушити з'єднання жил у муфтах під дією власної ваги кабелів;

- конструкції, на які укладають неброньовані кабелі, треба виконувати таким чином, щоб виключити механічні пошкодження оболонки кабелів; у місцях жорсткого кріплення оболонки цих кабелів слід захищати від механічних пошкоджень і корозії за допомогою еластичних прокладок;

- металеві конструкції, що підтримують кабелі у разі їх розміщення просто неба, мають бути оцинковані;

- кабелі (зокрема броньовані) у місцях, де можливі механічні пошкодження (переміщення автотранспорту, механізмів і вантажів, доступність для сторонніх осіб), треба захищати по висоті від рівня підлоги або землі на 2 м (для кабелів до 10 кВ), 3 м (для кабелів 35 кВ і вище);

- у разі прокладання кабелів поряд з іншими кабелями, що перебувають в експлуатації, слід вживати заходи із запобігання пошкодженню останніх; не дозволено експлуатувати кабель, що має пошкоджену ізоляцію кабелю або струмопровідного екрана, або ізоляцію, що втратила у процесі експлуатації захисні властивості;

– кабелі необхідно прокладати на віддалі від нагрітих поверхонь, щоб запобігти їх нагріванню до температури вище допустимої, при цьому треба враховувати захист кабелю від гарячих рідин у місцях установа засувок і фланцевих з'єднань на трубах з гарячими рідинами;

– у разі прокладання кабелів в агресивних ґрунтах і зонах з наявністю блукаючих струмів неприпустимих значень повинна застосовуватися катодна поляризація (установка електродренажу, протекторів, катодний захист).

Під час прокладання КЛ треба уникати перетину їх між собою. Якщо треба прокласти КЛ з перетином у ґрунті, треба керуватися вимогами пункту 2.3.69 ПУЕ, а в інших випадках у місцях перетину треба використовувати багаторівневі лотки або розділяти КЛ перегородками, виконаними із негорючих матеріалів, для запобігання пошкодженню електричною дугою кабелів різних КЛ у разі виникнення КЗ на одному з кабелів.

Зауваження

При перетині кабельними лініями інших кабелів вони повинні бути розділені шаром землі товщиною не менше 0,5 м; яку в умовах обмеженого простору для кабелів до 35 кВ може бути зменшено до 0,15 м за умови розділення кабелів на всій ділянці плюс по 1 м в кожену сторону плитами або трубами з бетону або іншого рівнозначного матеріалу; при цьому кабелі зв'язку повинні бути розташовані вище силових кабелів.

Металеві оболонки кабелів і металеві труби повинні бути заземлені, а в електроустановках на напругу до 1 кВ - приєднані до РЕ (PEN) провідника відповідно до особливостей типу заземлення системи (TN, TT, IT).

Обираючи способи прокладання силових КЛ напругою до 35 кВ, беруть до уваги таке:

1. Прокладаючи КЛ у ґрунті (рис.3.61), дозволено в одній траншеї прокладати не більше шести силових кабелів. У разі більшої кількості кабелів їх треба прокладати в окремих траншеях з відстанню між групами кабелів не менше 0,5 м або в кабельних каналах (рис. 3.62), тунелях (рис. 3.63), по естакадах і в галереях, шахтах і колекторах.

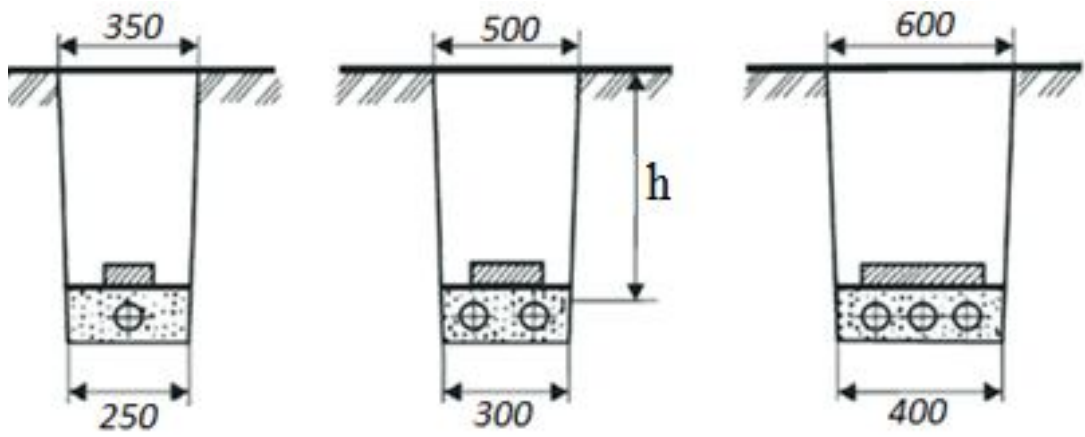
2. Прокладати КЛ у тунелях, по естакадах і в галереях доцільно тоді, коли силові кабелі йдуть в одному напрямку і їх більше 20, враховуючи перспективи розвитку електромережі.

3. В умовах великого скупчення і комунікацій по трасі, в місцях перетину із залізничними коліями і проїздами, в разі можливості розлиття агресивних рідин, металів тощо прокладати кабелі треба у блоках і трубопроводах.

4. Допускається прокладати КЛ способом підвішування на сталевому канаті за умови виконання вимог СНіП 3.05.06-85 «Електротехнічні пристрої».

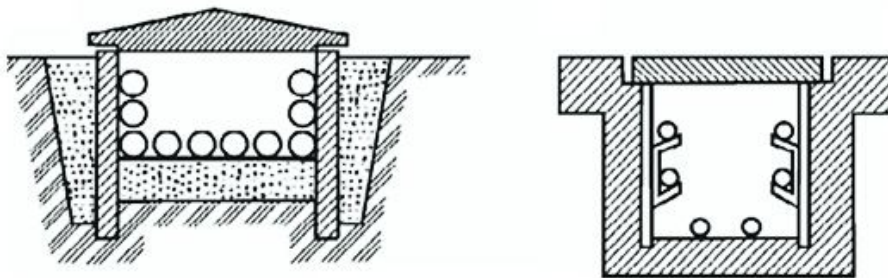
В одній траншеї дозволено прокладати не більше двох КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ, причому одного класу напруги.

На територіях промислових підприємств КЛ можна прокладати у ґрунті (у траншеях), тунелях, блоках, каналах, по кабельних естакадах, у галереях, по стінах будівель, а також у комбінованих спорудах (колекторах, технологічних естакадах тощо).



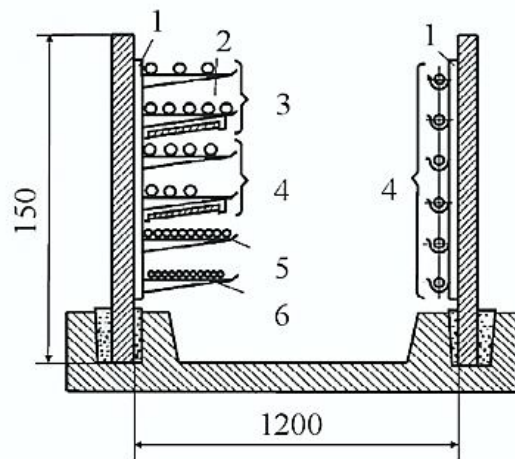
h: до 20 кВ – 0,7 м; 35 кВ – 1 м; 110-220 кВ – 1,5 м

Рис. 3.61. Прокладання кабелів в земляній траншеї



a

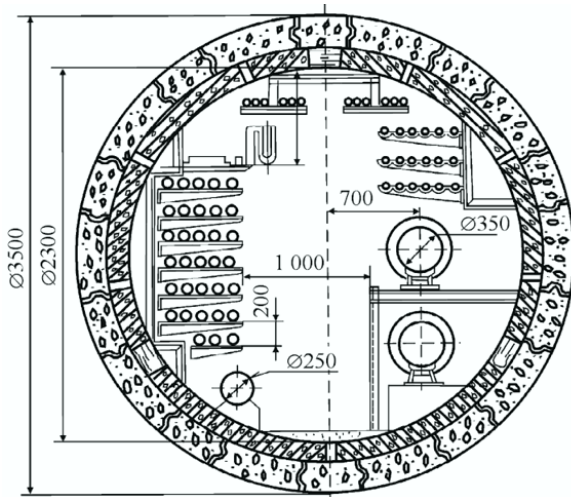
б



в

1 – кабельні конструкції; 2 – вогнестійка перегородка; 3 – силові кабелі напругою понад 1000 В;
4 – силові кабелі напругою до 1000 В; 5 – контрольні кабелі; 6 – кабелі зв'язку

Рис. 3.62. Прокладання кабелів у каналах: *a* – зовнішній канал; *б* – канал всередині приміщення; *в* – розміщення кабелів у каналах



a

б

Рис. 3.63. Розміщення кабелів та трубопроводів у круглому каналі:
a – ескіз розрізу каналу; *б* – вигляд у натурі

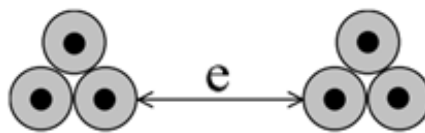
У містах і селищах одиничні КЛ прокладають переважно у ґрунті (у траншеях) непроїжджої частини вулиць (під тротуарами, через двори і технічні смуги у вигляді газонів). Допустимо прокласти кабелі під проїжджою частиною вулиць.

В умовах перетину вулиць і майданів з удосконаленими покриттями та інтенсивним рухом транспорту КЛ прокладають у кабельних блоках або трубопроводах.

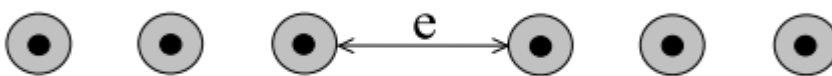
Всередині будинків кабельні лінії можна прокласти безпосередньо по конструкціях будинків (просто неба, у системі кабельних лотків і драбин та в коробах або трубах), у каналах, блоках, тунелях, трубах, прокладених у підлогах і перекриттях, а також по фундаментах машин, у шахтах, кабельних поверхах і подвійних підлогах.

Прокладати кабелі транзитом через будинки заборонено.

Взаємне розміщення одножильних кабелів вздовж траси може бути виконано трикутником або в площині (рис.3. 64).



a



б

Рис. 3.64. Взаємне розміщення кабелів: *a* – трикутником; *б* – в площині

При паралельному прокладанні кабельних ліній відстань по горизонталі у просвіті між кабелями E (рис. 3.64) має бути не менше:

- 100 мм між силовими кабелями до 10 кВ, а також між ними і контрольними кабелями;
- 250 мм між кабелями 20...35 кВ і між ними та іншими кабелями;
- 500 мм між кабелями, що експлуатуються різними організаціями, а також між силовими кабелями і кабелями зв'язку;
- 500 мм між маслонаповненими кабелями 110...220 кВ та іншими кабелями при цьому кабельні маслонаповнені лінії низького тиску відокремлюються одна від одної і від інших кабелів залізобетонними плитами, поставленими на ребро.

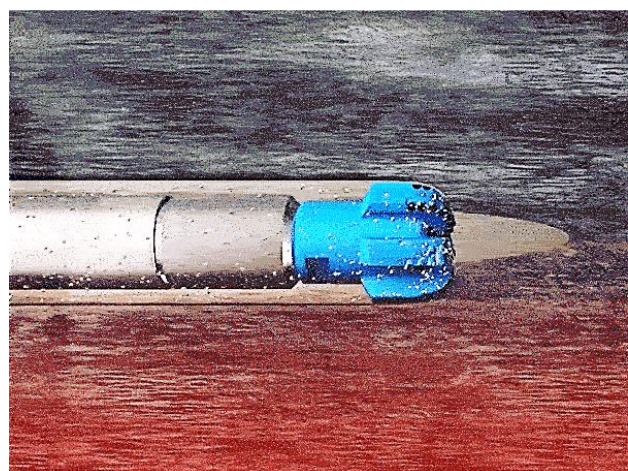
Зауваження

За зближення високовольтних кабелів з кабельними лініями зв'язку слід проводити розрахунок електромагнітного впливу на кабелі зв'язку.

На практиці за прокладання кабелів використовують і методи безтраншейного прокладання, а саме: метод горизонтального буріння ґрунту (рис.3.65) та метод проколу (рис.3.66).



a



б

Рис. 3.65. Прокладання кабелів методом горизонтального буріння ґрунту:
a – самохідна бурова установка; *б* – бур в ґрунті

Горизонтальне направлене буріння (ГНБ) здійснюється шляхом буріння пілотного каналу і його подальшого розширення. Буріння пілотної свердловини виконується з поверхні ґрунту за допомогою спеціального наконечника – бурової головки з ріжучою лопаткою. Бурова головка закріплена на гнучкій штанзі та оснащена спеціальними охолоджуючими отворами і навігаційним апаратом, що дозволяє їй змінювати напрямок при зіткненні з природними перешкодами у землі. При входженні головки у землю крізь охолоджуючі

отвори подається бентонітовий розчин, що заповнює свердловину. Розчин розмиває ґрунт на забої свердловини, запобігає обвалу породи і охолоджує інструмент, що нагрівається під час роботи. Надлишок бентонітової суміші відкачується мулосними машинами.

Зауваження

Бентоніт — це натуральний глинистий мінерал, основою якого є монтморилоніт (високодисперсний шаруватий алюмосилікат). Відмінна особливість — здатність сильно розбухати (в 14-16 разів) при намоканні.

Бентонітовий розчин помітно знижує час буріння і зношення бурової техніки.

Після виконання пілотної свердловини до штанг замість бурової головки кріпляться римери-розширювачі різного діаметру та конструкції, що дозволяють збільшити діаметр свердловини до проектних показників.

Кількість розширень залежить від типу ґрунту, довжини проколу та параметрів бурової машини. Але у будь-якому разі діаметр свердловини має бути на 20...30 % більшим діаметра труби.

Метод проколу передбачає формування пілотної свердловини не за допомогою буріння, а шляхом проколювання ґрунту (рис. 3.66). Тобто формування каналу відбувається за рахунок вдавнення у ґрунт металеві штанги, до кінця якої прикріплений конічний наконечник. В результаті ґрунт навколо штанги ущільнюється, а не вибирається, як це відбувається під час застосування методу горизонтального направленої буріння.



Рис. 3.66. Установка для прокладання кабелю методом проколу

Роботи виконуються не з поверхні землі, як при ГНБ, а з котловану в котлован (або з траншеї в траншею). Один з котлованів є стартовим, а другий прийомним. У стартовому котловані розміщують проколюючу установку. Щойно наконечник штанги виходить у прийомну траншею, його міняють на розширювач, який протягують у зворотному напрямку, розширюючи та

ушільнюючи канал. За рахунок цього у ґрунті утворюється отвір з ушільненими стінками через який і буде проходити кабельна лінія.

Перевагами даного методу є: його доступність у будь-яку пору року, незалежно від температурного режиму повітря і температури ґрунту; повна відсутність нагромадження ґрунту під час виконання прокладання, оскільки земля не витягується на поверхню, а просто ушільнюється; роботи можуть проводитися на ділянках з підвищеним рівнем ґрунтових вод і не вимагають використання бентонітового розчину та подачі у свердловину води.

Загалом, безтраншейне прокладання кабельних трас відрізняється швидкістю, зручністю та економічністю, особливо для великих міст із щільною забудовою.

Для протягування кабелю в трубах використовують спеціальні захвати у вигляді гнучкої плетеної панчохи (рис. 3.67) або спеціальних захватів з розклинюванням кабелю (рис. 3.68).

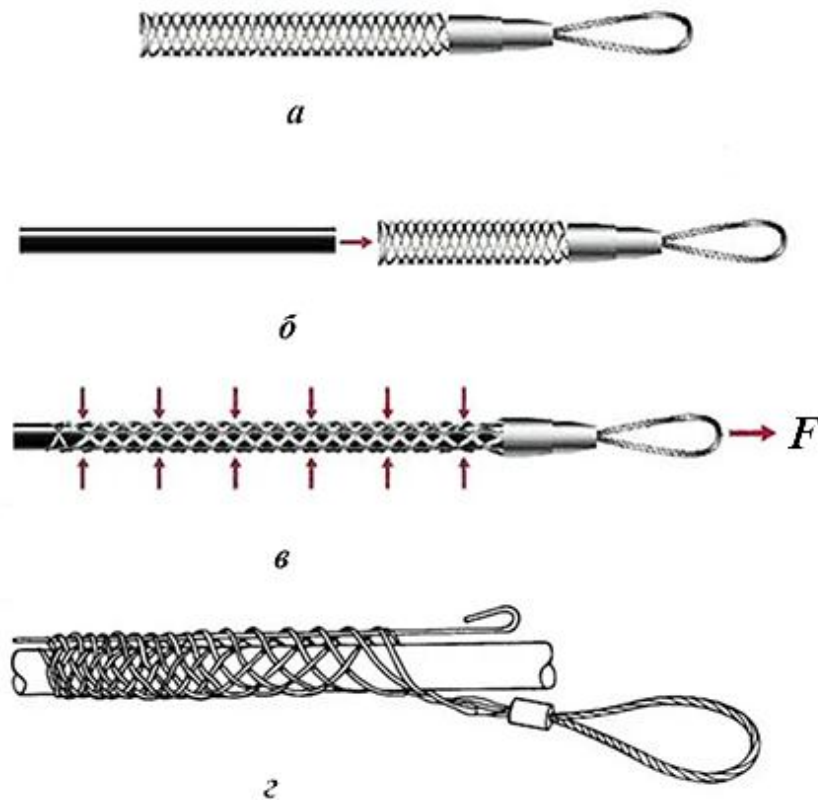


Рис. 3.67. Захват кабелю гнучкою панчохою: а – гнучка панчоха; б – введення кабелю в панчохо; в – затягування панчохи на кабелі; г – зняття панчохи з кабелю

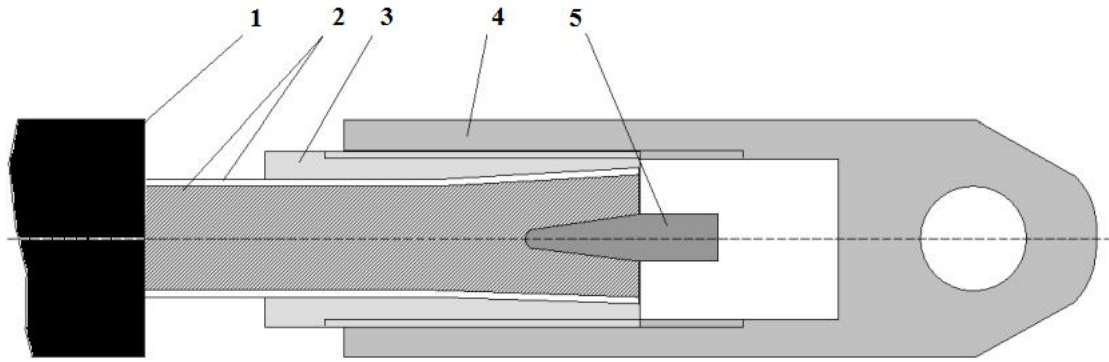


Рис.3.68. Клиновидний захват для протягування кабелю с багатопроволковою жилою: 1 – кабель; 2 – жила кабелю; 3 – втулка; 4 – застосунок для протягування; 5 – клин

Для з'єднання та виконання закінчення силових кабелів використовують відповідні кабельні муфти.

Для з'єднувальних і стопорних муфт КЛ, маслонаповнених низького тиску, застосовують тільки латунні або мідні муфти.

Стопорні та напівстопорні муфти не розміщують у кабельних колодцях; з'єднувальні муфти у разі прокладання кабелів у ґрунті розміщують у камерах, що підлягають засипанню просіяною землею або піском.

На КЛ напругою понад 1 кВ із кабелями з ізоляцією із зшитого поліетилену для всіх видів муфт (з'єднувальних, кінцевих, перехідних, екранороздільних тощо) треба використовувати тільки муфти із системою вирівнювання напруженості електричного поля.

Кількість муфт для кабелів напругою до 1 кВ змінного струму та до 1,5 кВ постійного струму не нормується.

Кількість з'єднувальних муфт на 1 км силових КЛ нового будівництва має бути не більшою ніж:

- із трижильними кабелями 1...10 кВ перерізом до $3 \times 95 \text{ мм}^2$ – 4 шт.;
- із трижильними кабелями 1...10 кВ перерізами 3×120 - $3 \times 240 \text{ мм}^2$ – 5 шт.;
- із трижильними кабелями 20...35 кВ – 6 шт.;
- з одножильними кабелями 6...35 кВ – 2 шт.

Для КЛ напругою від 110 до 330 кВ кількість з'єднувальних та екранороздільних муфт визначають проектом, виходячи із використання, по можливості, максимальної будівельної довжини кабелю.

Зауваження

За підземного прокладання КЛ. Охоронна зона являє собою ділянку поверхні і надр землі, обмежені паралельними прямими. Глибина відповідає місцю розташування лінії. За межами населених пунктів відстань від КЛ до межі охоронної зони має становити 2 м або більше. Для ліній з напругою менше 1000 В, розташованих в межах міста під тротуарами, довжина цієї ділянки в напрямку будівель може бути дорівнює 0,6 м, в напрямку проїзної частини - 1 м.

При прокладанні кабельної лінії паралельно з ПЛ 110 кВ і вище відстань від кабелю до вертикальній площині, що проходить через крайній провід лінії, повинно бути не менше 10 м.

Відстань у просвіті від кабельної лінії до заземлених частин і заземлювачів опор ПЛ понад 1 кВ повинно бути не менше 5 м при напрузі до 35 кВ, 10 м при напрузі 110 кВ і вище. В умовах обмеженого простору відстань від кабельних ліній до підземних частин і заземлювачів окремих опор ПЛ понад 1 кВ допускається не менше 2 м.

Найбільш поширеними чинниками пошкоджень КЛ є:

- 1) пошкодження під час монтажних робіт та будівництва (46 %);
- 2) пошкодження, викликані дією сторонніх осіб та будівельних організацій (27 %);
- 3) пошкодження, викликані природними факторами і помилками експлуатації (12 %);
- 4) заводський брак (15 %) ⁸.

Більшість стандартів передбачає три класи гнучкості кабелю. Наприклад, силовий ізолюваний провід може бути нормальної, підвищеної (Г) або високої гнучкості (ОГ – особлива гнучкість), а кабель силовий для нестационарної прокладки – гнучкий (Г), підвищеної гнучкості (ПГ), особливої гнучкості (ОГ).

Сфери застосування того чи іншого кабелю або проводу незалежно від гнучкості розглянуто у технічних умовах і стандартах на виготовлення кабельних виробів. Величина гнучкості безпосередньо визначає, наскільки малий може бути радіус вигину під час експлуатації кабелю, що слід враховувати під час монтажу конкретного обладнання.

Прокладаючи кабель, треба враховувати його гнучкість.

Згідно з нормативами нормальна гнучкість допускає мінімальний радіус вигину $8d$, підвищена гнучкість – $5d$, особлива гнучкість – менше $5d$, де d – діаметр кабелю.

Мінімальний радіус вигинання під час прокладання кабелю зі зшитого поліетилену має бути не меншим за $16d$.

Якщо виконується контроль вигинання, наприклад застосовано відповідний шаблон, допускається зменшення радіуса вигинання кабелю до $10d$ з використанням підігрівання кабелю до $20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Будь-яка марка кабельного виробу в позначенні (в аббревіатурі) на першому місці містить ступінь гнучкості, лише після цього перераховано інші характеристики. Таким чином, повне позначення, що включає марку, також містить відомості й про гнучкість.

Щоб витримати задану гнучкість виробу, струмопровідні жили обирають за класами з першого по шостий (рис. 3.69) згідно з таблицями ДСТУ 22483-2012 (IEC 60228:2004).

Чим вищий клас жили, тим більш гнучкий кабельний виріб можна отримати на її основі. Алюмінієві жили вище третього класу не використовують.

Силовий кабель найчастіше належить до першого та другого класів, а алюмінієву або мідну жилу вибирають, орієнтуючись на зазначену мінімальну кількість провідників у жилі. Для інших класів характерною є максимальна площа кожного окремого провідника, а кількість визначають діленням площі жили на площу одного провідника (рис. 3.69):

⁸ http://www.news.elteh.ru/pics/118/Net_118-119_12_Halitov.pdf

- 1-й клас – переріз від 0,03 до 1000 мм², мінімальна кількість дротів від 1 до 59;
- 2-й клас – переріз від 0,5 до 2000 мм², мінімальна кількість дротів від 7 до 91;
- 3-й клас – переріз від 0,5 до 500 мм², максимальний діаметр дроту від 0,33 до 0,87;
- 4-й клас – переріз від 0,05 до 400 мм², максимальний діаметр дроту від 0,11 до 0,69;
- 5-й клас – переріз від 0,03 до 625 мм², максимальний діаметр дроту від 0,09 до 0,61;
- 6-й клас – переріз від 0,03 до 300 мм², максимальний діаметр дроту від 0,06 до 0,41.

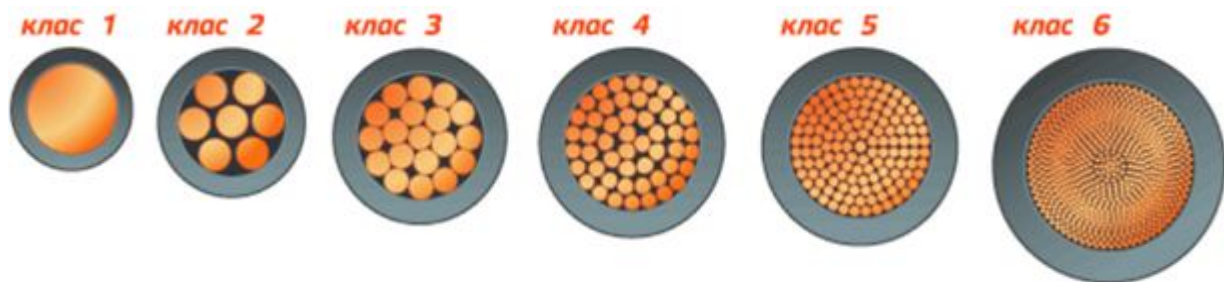


Рис. 3.69. Поперечний переріз кабелів по класах гнучкості

Зауваження

Слід пам'ятати, що клас 2 включає два різновиди жил (ущільнені та неущільнені), що також впливає на мінімальну кількість провідників у них.

За прокладаючи кабельних ліній електропередавання зі зшитого поліетилену необхідно виконувати заземлення екранів кабелів.

На практиці використовують три основні способи заземлення екранів кабелів та відповідний відповідний їм захист від перенапруг.

Перший спосіб – заземлення екрана на двох кінцях КЛ. Для заземлення екрана по кінцях кабельної лінії екрани з'єднують і заземлюють на обох кінцях КЛ (рис. 3.70).

Перевагами такого способу є: відсутність індукованої напруги в оболонці та досить просте економічне схемне рішення. Додаткові втрати енергії в екрані при такому способі заземлення обумовлені струмом, що циркулює по екрану.

Струм, що наводиться в екрані, пропорційний струму в жилі, відстані між фазами і перерізу екрана. У деяких випадках величина струму в екрані може бути порівнянна з величиною струму в жилі, що має бути враховано під час проектування лінії і може бути чинником зниження пропускної спроможності лінії.

Номинальний переріз екрана із міді не може бути прийнятим менше ніж 95 мм^2 для КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ і не менше ніж 16 мм^2 – для КЛ напругою від 6 кВ до 35 кВ. Максимальна напруга, яка може виникати між екраном і заземлювачем у разі стикання із заземлювача струму замикання на землю, має бути не більше ніж ізоляційна міцність оболонки кабелю.

У разі прокладання кабелів у площині втрати в екрані можна зменшити, застосовуючи регулярну транспозицію кабелів не менше ніж у двох місцях по довжині КЛ (рис. 3.71 а). У місцях транспозиції кабелів рекомендовано витримувати відстань у проміжку між кабелями не менше діаметра кабелю.

Зауваження

За прокладання кабелів по схемі «у трикутник», в разі заземлення екранів з обох кінців, транспозиція не виконується.

Для КЛ напругою 6...330 кВ у разі заземлення струмопровідних екранів кабелів з обох кінців потрібно перевіряти номінальний переріз екрана за значенням наведеного струму від протікання жилою кабелю струму усталеного нормального робочого режиму. Значення наведеного струму в екрані в разі розташування кабелів за схемою «у трикутник» впритул один до одного визначають за виразом:

$$I_E = I_{КЛ} \sqrt{\frac{0,0019}{R_{70}^2 + 0,0019}}, \quad (3.1)$$

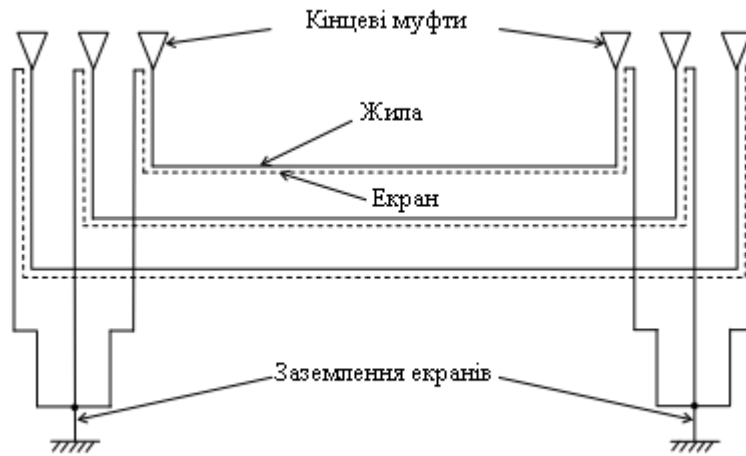
де I_E – наведений струм екрана, А; $I_{КЛ}$ – максимальний робочий струм КЛ, А; R_{70}^2 – питомий активний опір екрана кабелю за температури 70°C , Ом/км.

Зауваження

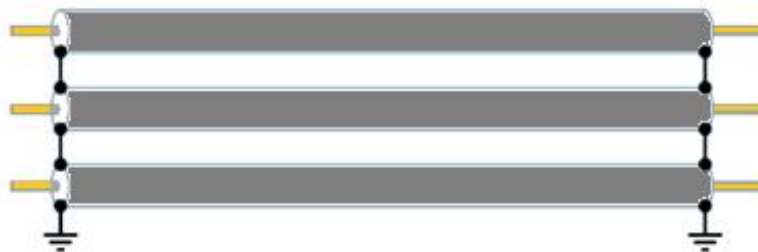
Питомий активний опір екрана кабелю розраховують множенням значення опору за стандартної температури 20°C на коефіцієнт 1,19 для екрана із міді і 1,2 – для екрана з алюмінію.

Значення наведеного струму в екрані в разі розташування кабелів за схемою «у площині» на відстані одного діаметра між кабелями визначають за виразом:

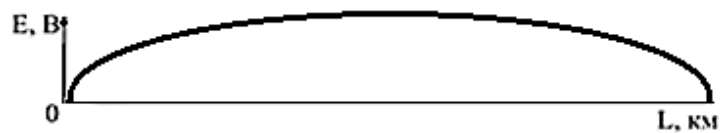
$$I_E = I_{КЛ} \sqrt{0,75 \frac{0,017}{R_{70}^2 + 0,017} + 0,25 \frac{0,01}{R_{70}^2 + 0,01}}. \quad (3.2)$$



a



б



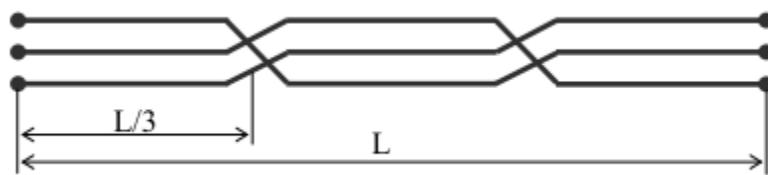
в

Рис. 3.70. Заземлення екранів по кінцях кабельної лінії:
a – схема заземлення екранів кінців кабельної лінії; *б* – виконання заземлення екранів
 кабельної лінії; *в* – розподіл наведеної напруги по довжині лінії

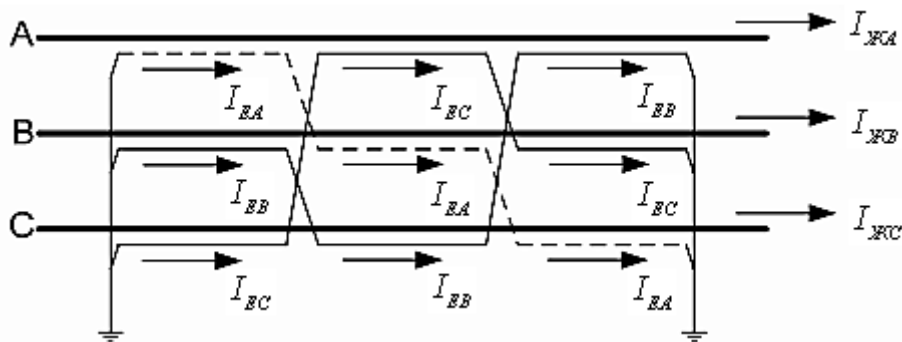
Зауваження

Якщо КЛ напругою від 6 кВ до 35 кВ приєднують до РП підстанції, яка має інші РП напругою 110 кВ і вище, то номінальний переріз струмопровідних екранів кабелю, який заземлюють з обох кінців приєднанням до заземлювачів ПС, потрібно додатково перевіряти на можливу максимальну величину протікання в них струму однофазного КЗ, яке може виникнути на РП вищої напруги.

Спосіб заземлення екранів з обох кінців рекомендовано до використання на коротких вставках (підстанційних з'єднаннях) в межах 100...200 м і в основному в мережах низької та середньої напруги.



a



б

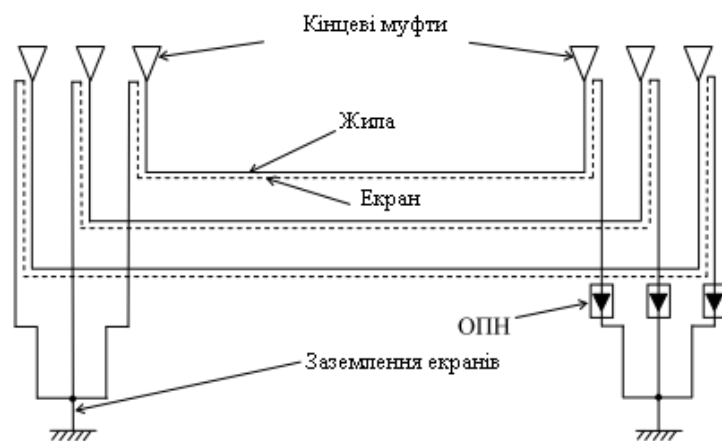
Рис. 3.71. Схема транспозиції: *a* – жил кабелів; *б* – екранів кабелів

Другий спосіб – заземлення екрана на одному кінці КЛ. Під час заземлення екрана на одному кінці КЛ екрани з'єднують і безпосередньо заземлюють тільки на одному кінці КЛ. На другому кінці екрани з'єднують із землею через нелінійний обмежувач перенапруги (ОПН) (рис. 3.72).

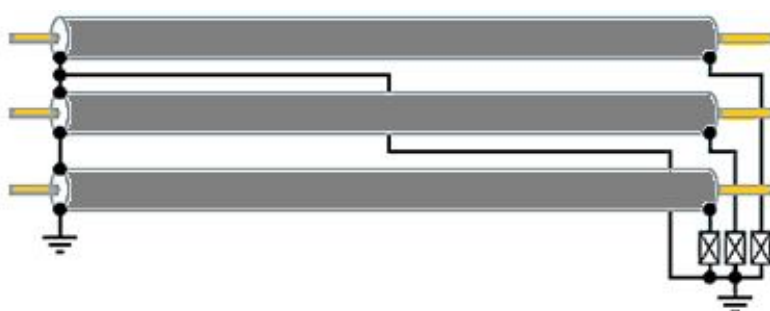
Перевагами такого способу є: відсутність циркуляційних струмів та підвищена пропускна здатність по струму. Але за такого способу заземлення на екранах з'являється наведена напруга E , яка прямо пропорційна струму, що протікає по кабелю, і довжині КЛ. За такого способу з'єднання екранів втрати в екранах обумовлені вихровими струмами, і їх величина менша, ніж в разі заземлення екрана за першим способом, що дає можливість істотно підвищити тривалі допустимі струмові навантаження кабелів. Довжина КЛ за такого способу заземлення обмежується допустимою величиною напруги на екрані. Окрім цього додатково необхідно прокладати паралельно кабелю грозозахисний трос для забезпечення безперервності заземлення щоб уникнути підвищення потенціалу при пошкодженні за можливих комутаційних і атмосферних перенапруг.

Зауваження

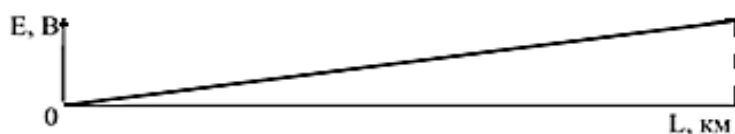
Спосіб заземлення екрана на одному кінці КЛ рекомендовано до використання на коротких високовольтних лініях довжиною до 1 км.



a



б

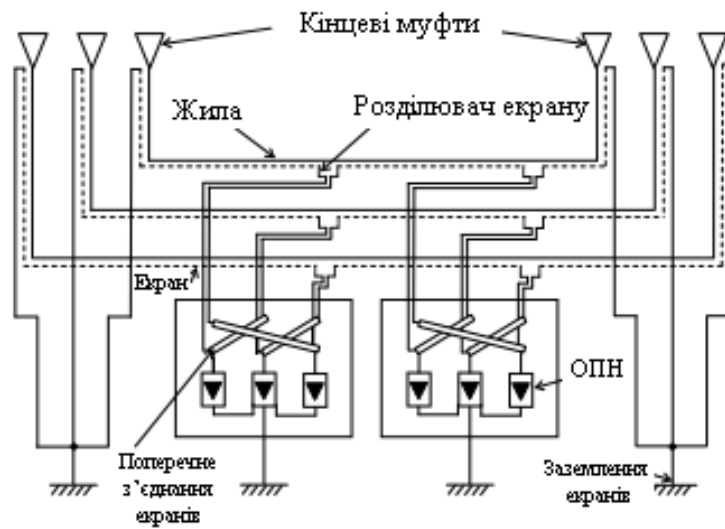


в

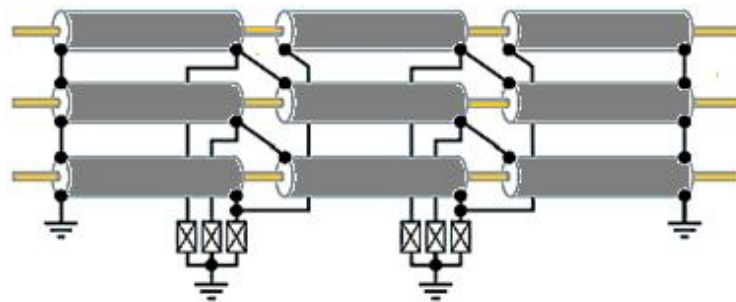
Рис. 3.72. Заземлення екрана: а – схема заземлення на одному кінці кабельної лінії; б – виконання заземлення на одному кінці кабельної лінії; в – розподіл наведеної напруги по довжині лінії

Третій спосіб – поперечне з'єднання екранів (транспозиція екранів, *cross-bonding*). За такого способу заземлення екрани сусідніх кабелів з'єднуються між собою і заземлені через ОПН через рівні проміжки по довжині КЛ (рис. 3.73).

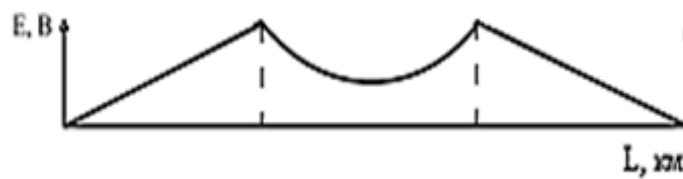
Перевагами такого способу є: відсутність циркуляційних струмів та підвищена пропускна здатність КЛ по струму У цьому випадку максимальна напруга наводиться біля з'єднувальних коробок, втрати в екрані обумовлені тільки вихровими струмами. Тривалі допустимі струми підвищуються так само, як і в разі заземлення за другим способом. Довжина малих секцій КЛ обмежується величиною напруги на екрані; за великої довжини лінії може бути необхідне застосування двох циклів транспозиції екранів. Цей спосіб заземлення потребує встановлення додаткового обладнання (екранороздільних муфт і з'єднувальних коробок, рис. 3.74).



a



б



в

Рис. 3.73. Заземлення екрана: *a* – схема заземлення за поперечного з'єднання екранів кабельної лінії; *б* – виконання заземлення за поперечного з'єднання екранів кабельної лінії; *в* – розподіл наведеної напруги по довжині лінії

Зауваження

Спосіб поперечного з'єднання екранів рекомендовано до використання на лініях високої і надвисокої напруги з установкою з'єднувальних муфт

На практиці оболонки необхідно з'єднувати разом, оскільки інакше може виникнути іскроутворення, що призведе до пошкодження оболонок.

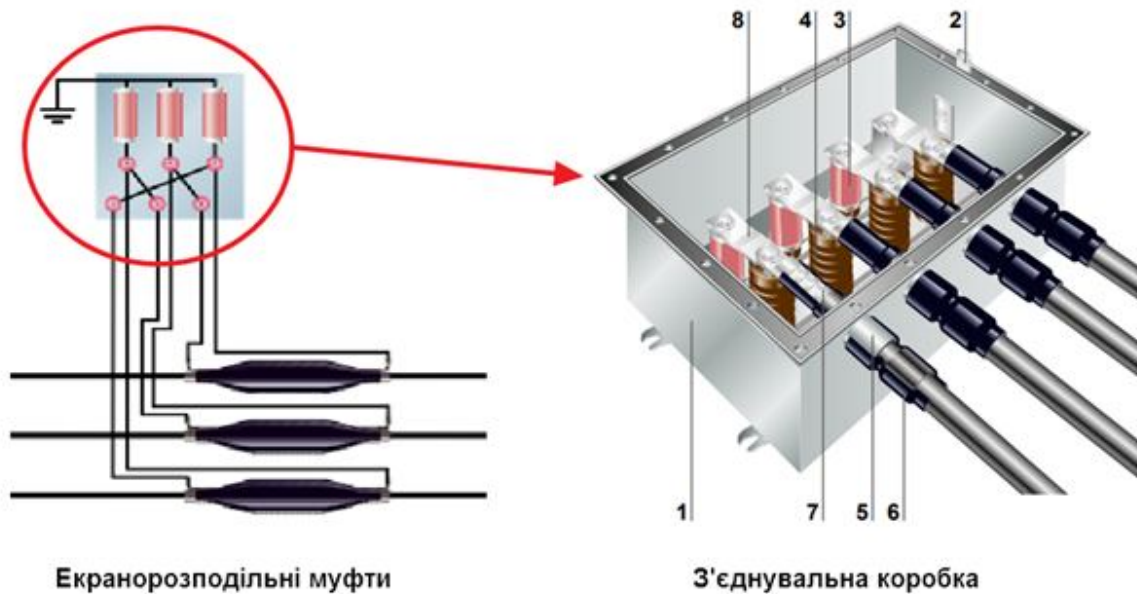


Рис. 3.74. Вузел транспозиції екранів кабельної лінії: 1 – волого- і пило захищений корпус з нержавіючої сталі; 2 – петля для стандартного навісного замка; 3 – ОПН, відповідає вимогам МЕК 60099-4; 4 – епоксидні опорні ізолятори; 5 – кабельні введення; 6 – термоусаджувальні трубки з клейовим підшаром; 7 – наконечники (кільцеві затискачі); 8 – знімні луджені мідні перемички (переріз до 300 мм²)

Гradient напруженості електричного поля (рис. 3.75) в ізоляції кабелю зі шитого поліетилену в довільній точці x в межах ізоляції може бути представлено виразом, кВ/мм

$$E_x = \frac{U_n}{r_x \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_i}\right)}, \quad (3.3)$$

де U_n – номінальна напруга, кВ; r_x – радіус позиції точки x , мм; r_a – зовнішній радіус ізоляції; r_i – радіус внутрішнього напівпровідникового шару.

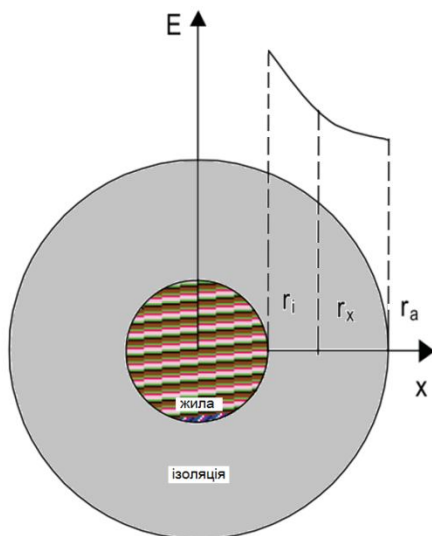


Рис. 3.75. Gradient напруженості електричного поля в ізоляції кабелю зі шитого поліетилену

Наведена напруга U_I в оболонці кабелю залежить від взаємної індуктивності між жилою та оболонкою, струму провідника і від довжини кабелю

$$U_I = X_M \cdot I \cdot l, \quad B \quad (3.4)$$

де X_M – індуктивний опір, викликаний взаємоіндукцією між жилою та оболонкою (Ом/км); I – струм провідника в кожній фазі (А); l – довжина кабелю.

Для визначення максимальної напруги і для визначення параметрів ОПН для захисту від атмосферних перенапруг необхідно розглянути два варіанти, коли:

$I = I_n$, нормальний робочий струм (А);

$I = I_{кз}$, трифазний струм короткого замикання (А).

Індуктивний опір між жилою та оболонкою розраховується за виразом:

$$X_M = \omega \cdot L_M \quad (\text{Ом/км}) \quad (3.5)$$

де ω – кутова частота (1/сек); L_M – взаємна індуктивність між жилою та оболонкою (Гн/км).

Взаємна індуктивність між жилою та оболонкою L_M обчислюється таким чином:

– для прокладання кабелів за схемою трикутника

$$L_M = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \left(\frac{2a}{d_M} \right) \quad (\text{Гн/км}); \quad (3.6)$$

– для прокладання в площині

$$L_M = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot \sqrt[3]{2} \cdot a}{d_M} \right) \quad (\text{Гн/км}) \quad (3.7)$$

де a – відстань між вісями (мм); d_M – середній діаметр оболонки (мм).

Розрахункова величина напруги на екрані для кабелів із мідною жилою залежно від перерізу жили практично сягає до 40...200 В/км для кабелів, прокладених трикутником, і до 60...400 В/км для кабелів прокладених в площині.

Наведена напруга на незаземленому кінці екрана за другого та третього способів прокладання нормальному робочому режимі не має перевищувати допустимого діючого значення напруги змінного струму, яке становить 70 % значення випробувальної напруги оболонки кабелю постійного струму. За випробувальну напругу оболонки приймають напругу постійного струму, визначену в технічних умовах на виробництво кабелю.

За вказаної умови неперевищення допустимого діючого значення напруги на незаземленому кінці екрана кожену елементарну секцію екранів у вузлі транспозиції потрібно перевіряти на допустиму наведену напругу

змінного струму для нормального робочого і, за необхідності, ремонтного режимів, виходячи із фактичної довжини КЛ на одному циклі транспозиції екранів і значення питомої наведеної напруги у вузлі транспозиції на одному кілометрі циклу у Вольтах за формулою:

$$U_{IT} = \frac{1}{3N}(X_M \cdot I), \quad (3.8)$$

де U_{IT} – питома наведена напруга у вузлі транспозиції, В/км; I – струм жили кабелю в розрахунковому режимі, А; X_M – питомий індуктивний опір, Ом/км; N – кількість циклів транспозиції.

У разі паралельного прокладання двох кабельних ліій з одножилйними кабелями, на одній із яких застосовують заземлення екранів з одного кінця, належить перевіряти наведену напругу на екрані в ремонтному режимі такої КЛ. У цьому разі на струмопровідному екрані вимкненої для ремонту КЛ може наводитися напруга від суміжної КЛ, яка перебуває в нормальному режимі симетричного струмового навантаження. Наведена напруга на незаземленому кінці екрана кабелю в ремонтному режимі КЛ до накладання тимчасового заземлення екрана має бути не більше ніж 24 В.

За другого та третього способів екрани кабелів захищають від перенапруги за допомогою обмежувачів перенапруги, включених між оболонкою і землею. Вибір ОПН виконують за розрахунком наведеної напруги на незаземлених кінцях екранів виходячи із фактичної довжини КЛ (або ділянки КЛ) і значення питомої наведеної напруги, за виразом (1.8) за струму зовнішнього КЗ. Для КЛ напругою від 6 кВ до 330 кВ розрахунок виконують за струму трифазного КЗ, окрім цього, для КЛ напругою 110...330 кВ додатково виконують розрахунок за струму однофазного КЗ за виразом:

$$U_{IT} = \frac{2}{9N}(X_M \cdot I). \quad (3.9)$$

Опір заземлювача ОПН приймають не більше 10 Ом за питомого опору землі не вищого ніж 500 Ом×м і не більше ніж 15 Ом за більш високого питомого опору землі.

Залишкова напруга на ОПН у разі КЗ не повинна перевищувати допустиму напругу ізоляції зовнішньої оболонки кабелю. Вибір виконують з урахуванням тривалості режиму зовнішнього КЗ.

За вибору ОПН необхідно визначити максимальну напругу, яка може бути прикладена до його виводів, і максимальну тривалість замикання на землю, а потім підібрати відповідний ОПН за кривою допустимої тимчасової перенапруги. Розрахункова перенапруга на ОПН має бути меншою за допустиму тимчасову перенапругу відповідно до кривої. Приклад такої кривої для ОПН середньої напруги фірми Тусо Electronics зображено на рис. 3.76.

Окрім наведених трьох основних способів заземлення екранів кабелів ПУЕ допускає поділяти струмопровідні екрани кабелю на окремі ділянки без збереження неперервних електричних кіл екранів. Кожну окрему ділянку екранів заземлюють лише з одного кінця, як передбачено у способі 2.

Зауваження

Допускається встановлювати декілька колонок ОПН, якщо енергоємність однієї колонки виявиться недостатньою.

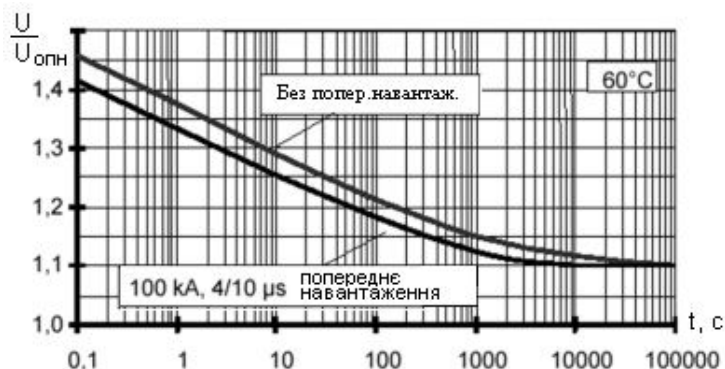


Рис. 3.76. Криві допустимої тимчасової перенапруги ОПН

На різних ділянках однієї КЛ допускається застосовувати комбінації різних способів заземлення екранів кабелю.

Допускається застосовувати третій спосіб із комбінацією циклів транспозиції екранів різної довжини (за обов'язкового поділу кожного циклу на три елементарні секції практично однакової довжини). Також допускається застосовувати третій спосіб із циклами транспозиції різної довжини в комбінації з іншими способами заземлення екранів залежно від умов прокладання КЛ по трасі.

На практиці незначного зниження струмів в екранах можна досягти шляхом:

1. Використання кабелів з якомога більшим мінімальним перерізом мідних екранів, за яких уже починає забезпечуватися їх термічна стійкість до струмів КЗ.

2. Прокладання кабелів зімкнутим трикутником — впритул один до одного.

До засобів радикального зниження струмів в екранах відносять:

1. Використання трифазних кабелів.
2. Розрив екранних контурів (часткове розземлення).
3. Транспозиція екранів.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Назвіть способи прокладання кабелів?
2. Якими умовами визначено вибір способу прокладки кабелю?
3. Яка будівельна довжина кабелю з просоченою паперовою ізоляцією?
4. Яка будівельна довжина кабелю з резиновою ізоляцією?
5. Яка будівельна довжина кабелю з полімерною ізоляцією?
6. До яких класів гнучкості відносять силові високовольтні кабелі?

7. Назвіть умови прокладання кабелів при перетині вулиць і майданів.
8. Наведіть класи гнучкості кабелів.
9. Дайте характеристику основним способам заземлення екранів кабелів.
10. Дайте характеристику захисту кабелів від перенапруг.
11. Наведіть засоби зниження струмів в екранах кабелів.

ЛІТЕРАТУРА: [33, С. 65–92]; [16, С. 348–358]; [6, С. 1–154]; [17, С. 6–51]; [21, С. 20–130]; [22, С. 16–110].

РОЗДІЛ 4

ПАРАМЕТРИ СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ЕЛЕМЕНТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Електрична мережа представляє собою проміжну ланку між генерацією і споживачем, яка забезпечує приймання електроенергії від генерації, перетворення її, передавання на віддалену відстань з подальшим розподілом її споживачам (рис. 4.1). Електрична мережа при цьому повинна забезпечити споживачу безперебійне електропостачання з нормованими параметрами якості електроенергії для функціонування електроприймачів з максимальним економічним ефектом відповідно до їх технічних даних задекларованих виробником.

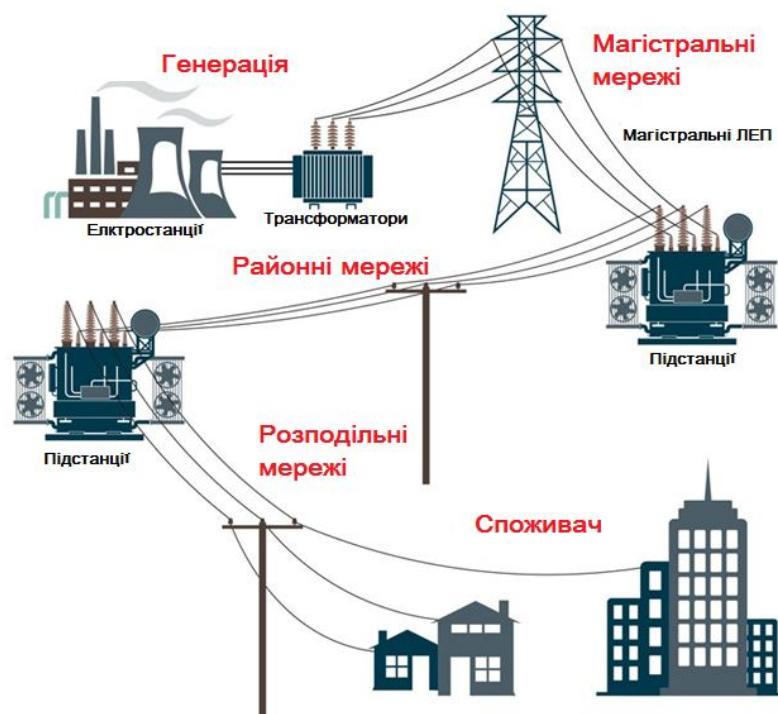


Рис. 4.1. Структурна схема електричної мережі

Виходячи від електричної принципової схеми мережі та технічних конструктивних особливостей електроустаткування, необхідно створити математичні моделі всіх елементів мережі для подальшого синтезу розрахункової схеми. На основі спрощеної розрахункової схеми заміщення виконується розрахунок режимів роботи електричної мережі.

Кожний елемент мережі має бути поданий у розрахунковій схемі власною схемою заміщення. У схемі заміщення кожного елемента є повздовжні та поперечні складові. Цим складовим відповідають повздовжні та поперечні параметри. Указані параметри відтворюють фізичні процеси, які відбуваються у реальному часі, унаслідок наявності напруги в мережі та протікання струму.

4.1 Схеми заміщення лінії електропередавання

Лінія електропередавання є електротехнічним об'єктом, який характеризується рівномірно розподіленими уздовж її довжини параметрами. До таких параметрів відносять активний опір фаз R , індуктивність окремих фаз L , коефіцієнти взаємоіндукції M , активні провідності між проводами фаз G і фазними проводами та землею G_3 , ємності між проводами C і фазними проводами та землею C_3 .

Розглянемо схему заміщення елементарної ділянки ЛЕП (рис. 4.2).

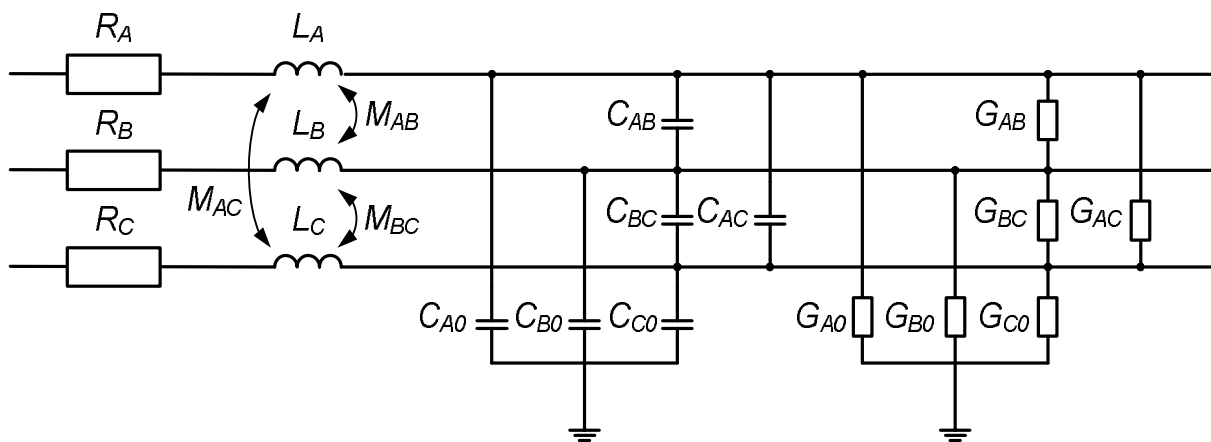


Рис. 4.2. Схема заміщення елементарної ділянки лінії електропередавання в системі фазних координат

На рис. 4.2 прийнято такі позначення: R_A, R_B, R_C – активні опори фазних проводів; $L_A, L_B, L_C, M_{AB}, M_{BC}, M_{AC}$ – індуктивності та коефіцієнти взаємоіндукції фазних проводів лінії відповідно; $C_{A0}, C_{B0}, C_{C0}, C_{AB}, C_{BC}, C_{AC}$ – часткові ємності між фазними проводами лінії та землею і часткові ємності між фазними проводами лінії відповідно; $G_{A0}, G_{B0}, G_{C0}, G_{AB}, G_{BC}, G_{AC}$ – активні провідності між фазними проводами лінії та землею і між фазними проводами лінії.

Параметри ЛЕП визначаються взаємним розміщенням проводів у просторі й відносно землі, тому параметри її фаз не збігаються між собою. Для вирівнювання параметрів окремих фаз застосовують *транспозицію* проводів, що полягає в періодичній зміні взаємного розміщення фазних проводів лінії у просторі. У цій ситуації параметри фаз лінії умовно вважають однаковими і незалежними від розміщення проводів конкретної фази у просторі.

Математичну модель елементарної ділянки ЛЕП відповідно до закону Ома записують у вигляді системи диференціальних рівнянь

$$\left\{ \begin{array}{l} -\frac{\partial u_A}{\partial x} = R_A i_A + L_A \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{AB} \frac{\partial i_B}{\partial t} + M_{AC} \frac{\partial i_C}{\partial t}; \\ -\frac{\partial u_B}{\partial x} = R_B i_B + L_B \frac{\partial i_B}{\partial t} + M_{AB} \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{BC} \frac{\partial i_C}{\partial t}; \\ -\frac{\partial u_C}{\partial x} = R_C i_C + L_C \frac{\partial i_C}{\partial t} + M_{AC} \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{BC} \frac{\partial i_B}{\partial t}; \\ -\frac{\partial i_A}{\partial x} = G_{A0} u_A + G_{AB} u_B + G_{AC} u_C + C_{A0} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{AB} \frac{\partial u_B}{\partial t} + C_{AC} \frac{\partial u_C}{\partial t}; \\ -\frac{\partial i_B}{\partial x} = G_{B0} u_B + G_{AB} u_A + G_{BC} u_C + C_{B0} \frac{\partial u_B}{\partial t} + C_{AB} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{BC} \frac{\partial u_C}{\partial t}; \\ -\frac{\partial i_C}{\partial x} = G_{C0} u_C + G_{AC} u_A + G_{BC} u_B + C_{C0} \frac{\partial u_C}{\partial t} + C_{AC} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{BC} \frac{\partial u_B}{\partial t}, \end{array} \right. \quad (4.1)$$

де $u_A, u_B, u_C, i_A, i_B, i_C$ – миттєві значення фазних напруг та струмів.

У рівняннях (4.1) усі параметри лінії віднесені до одиниці її довжини. Від'ємні знаки в лівих частинах рівнянь свідчать про зменшення напруг та струмів в разі віддалення від початку лінії відповідно до загального закону зберігання енергії.

Використання схем заміщення елементів мережі у фазних координатах вимагає громіздких розрахунків, пов'язаних з необхідністю враховувати взаємний вплив параметрів окремих фаз, обумовлених явищем взаємної індукції, наявністю часткової взаємної ємності між фазними проводами тощо. Тому з метою спрощення розрахунків, у більшості випадків, вирішуючи практичні інженерні задачі, здійснюють перетворення системи координат із фазного простору у простір *симетричних складових*. У результаті система взаємозалежних фазних рівнянь перетвориться у три незалежні системи рівнянь для *прямої, зворотної та нульової послідовностей*, причому для симетричного режиму роботи за однакових параметрів окремих фаз і однакових струмів навантаження в окремих фазах (струми однакові за абсолютною величиною та різняться тільки за фазою на $\pm 120^\circ$), режимні параметри зворотної та нульової послідовностей дорівнюють нулю, а режимні параметри схеми заміщення прямої послідовності збігаються з режимними характеристиками фази **A** фазної системи координат.

Таким чином, для дослідження симетричних режимів роботи будь-якої ЛЕП зручно використовувати схему заміщення прямої послідовності. Схеми заміщення зворотної та нульової послідовностей додатково застосовують лише якщо потрібний аналіз несиметричних режимів роботи лінії (наприклад, неповнофазних її режимів).

Схема заміщення ділянки лінії у системі координат симетричних складових може бути подана *однолінійною схемою заміщення*, що характеризується поздовжніми активним і реактивним опорами й поперечними активною та ємнісною провідностями для кожної із симетричних складових.

Однолінійну розрахункову схему елементарної ділянки ЛЕП зображено на рис. 4.3. На цій схемі R_i , L_i , G_i , C_i – активний опір, індуктивність, активна провідність та ємність прямої, зворотної або нульової послідовності елементарної ділянки відповідно; i – індекс каналу системи симетричних складових.

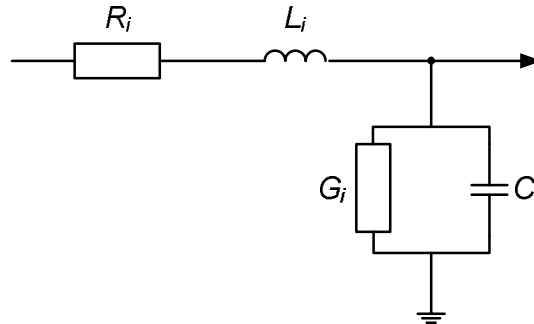


Рис. 4.3. Однолінійна схема заміщення елементарної ділянки лінії електропередавання у системі координат симетричних складових

Математична модель елементарної ділянки ЛЕП у системі симетричних складових складається із систем типових рівнянь вигляду

$$\begin{cases} -\frac{\partial \dot{U}_i}{\partial x} = r_{0i} \dot{I}_i + j\omega L_{0i} \dot{I}_i = (r_{0i} + jx_{0i}) \dot{I}_i; \\ -\frac{\partial \dot{I}_i}{\partial x} = g_{0i} \dot{U}_i + j\omega C_{0i} \dot{U}_i = (g_{0i} + jb_{0i}) \dot{U}_i, \end{cases} \quad (4.2)$$

де \dot{U}_i , \dot{I}_i – напруга та струм у системі симетричних складових; r_{0i} , x_{0i} , g_{0i} , b_{0i} – поздовжні активний та індуктивний опори та поперечні активна та ємнісна провідності ділянки лінії одиничної довжини. Такі схеми заміщення елементів мережі з фіксованими значеннями поздовжніх і поперечних параметрів називають *схемами із зосередженими параметрами* – коли їх застосовують у розрахунках ЕМ, не враховують фізики хвильових процесів передавання енергії по ЕМ. Тому сфера застосування подібних схем в електротехнічних розрахунках поширюється тільки на відносно короткі ЛЕП з номінальною напругою 110...330 кВ (для ліній повітряного виконання – 300 км, для КЛ – 50 км).

Для протяжних електричних ліній з номінальною напругою 400 кВ і вище обов'язково враховувати хвильові процеси під час передавання ними електричної енергії. Такі лінії розраховують тільки за схемами заміщення з *рівномірно розподіленими параметрами уздовж довжини лінії*.

На однолінійних схемах ЕМ відображають сукупністю ЛЕП (у розімкненій мережі – це *ділянки* мережі; у замкненій мережі – *вітки* схеми), вузлових перетворювальних підстанцій (у розімкненій мережі – це *пункти* мережі; у замкненій мережі – *вузли* схеми) певним чином пов'язаних між собою та джерелом (джерелами) живлення (ЕС).

Всі елементи ЕМ у режимних розрахунках відображають індивідуальними однолінійними схемами заміщення різних типів:

– лінії електропередавання повітряного та кабельного виконання – симетричними та несиметричними П-подібними (рідше – Т-подібними) схемами заміщення (рис. 4.4);

– силові дво- і триобмоткові трансформатори (АТ) – Г-подібними (рідше – Т-подібними) схемами заміщення.

Основними параметрами будь-якої схеми заміщення елемента мережі є активний R і реактивний X поздовжні опори елемента, а також активна G та реактивна B його поперечні провідності.

У будь-якій схемі заміщення елемента розрізняють *поздовжні параметри* у вигляді активного та реактивного опорів R та X , які визначають його режимні параметри *відповідно до струму навантаження, що протікає по них*, і поперечні параметри елемента у вигляді поперечних активної та реактивної провідностей G та B , які визначають *режимні параметри елемента відповідно до підведеної до них робочої напруги лінії*.

Під час формування схем заміщення зазвичай реактивним режимним параметрам, які мають *індуктивний* характер, присвоюють знак «-», а величинам з *ємнісним* характером – знак «+».

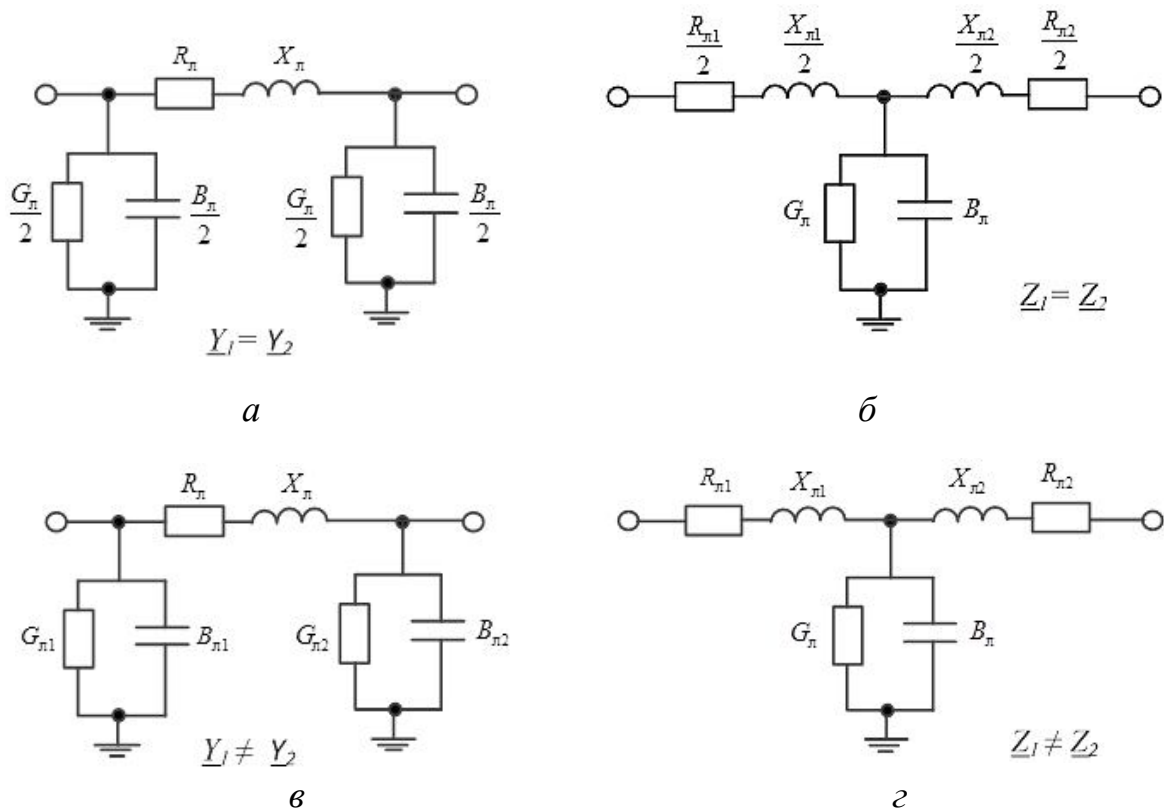


Рис. 4.4. Типи схем заміщення елементів ЕМ: а – симетрична П-подібна; б – симетрична Т-подібна; в – несиметрична П-подібна; г – несиметрична Т-подібна

Зауваження

Рівняння, які описують процеси в лініях постійного струму, мають такий самий вигляд, як і рівняння лінії змінного струму (3.11).

$$\begin{cases} -\frac{\partial \dot{U}_i}{\partial x} = r_{0i} \dot{I}_i; \\ -\frac{\partial \dot{I}_i}{\partial x} = g_{0i} \dot{U}_i \end{cases}$$

Ці рівняння записуються у дійсній площині, що істотно спрощує їхній аналіз порівняно з рівняннями, які описують процеси в лініях змінного струму. Лінії постійного струму подаються як елемент електричної схеми, який має тільки активний опір. Індуктивність і ємність, які визначають хвильові властивості лінії, не враховуються. Для передавання активної потужності лінією постійного струму необхідна різниця потенціалів на кінцях лінії.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Дайте визначення ЛЕП.*
2. *У чому полягає основна особливість ЛЕП?*
3. *Які фізичні процеси та явища слід враховувати під час моделювання ПЛЕП та КЛЕП?*
4. *Наведіть схему заміщення та математичну модель елементарної ділянки лінії у фазних координатах. У чому полягає незручність використання такої моделі?*
5. *Наведіть однолінійну схему заміщення та математичну модель елементарної ділянки лінії в системі координат симетричних складових.*
6. *З якою метою та яким чином виконують транспозицію фазних проводів ПЛЕП?*
7. *Що називають погонними параметрами ЛЕП?*

ЛІТЕРАТУРА: [24, С. 14–15]; [28, С. 15–17]; [51, С. 65–66].

4.2 Поздовжні параметри схем заміщення лінії електропередавання

Як згадувалося вище, поздовжні параметри у вигляді активного опору R і реактивного опору X схеми заміщення елемента є складовими розрахункової схеми мережі й визначають режимні параметри відповідно до струму навантаження, який протікає через них.

4.2.1 Активний опір лінії електропередавання

Активний опір ЛЕП обумовлює витрати енергії на нагрівання проводів струмами навантаження. Для визначення активного опору ЛЕП слід враховувати поверхневий ефект, пов'язаний із витісненням змінного струму із внутрішніх шарів провідника, а також зміну активного опору проводу під час

його нагрівання. Поверхневий ефект зумовлений переважно вихровими струмами від електрорушійної сили, індукованої електромагнітним полем від основного струму в провіднику. Вихрові струми призводять до зменшення основного струму в середині провідника і до збільшення його ближче до поверхні. На промисловій частоті 50 Гц поверхневий ефект не призводить до суттєвої зміни активного опору.

Для сталевалюмінієвих проводів вважають, що струму у сталевому осерді немає, а опір алюмінієвої частини дорівнює омичному опору постійному струму

$$r_0 = R_0,$$

де R_0 – погонний активний опір постійному струму.

Активний опір проводів ЛЕП змінюється також відповідно до температури проводу, що визначається температурою навколишнього середовища та струмом навантаження лінії:

$$R_0 = R_{20} [1 + \alpha (t - 20)],$$

де R_{20} – погонний опір постійному струму за температури $+20$ °С; t – фактична температура провідника; α – температурний коефіцієнт зміни опору (для сталевалюмінієвих проводів $\alpha = 0,004$ 1/°С).

Зауважимо, визначити поточну температуру проводів ЛЕП не так вже й легко, що ускладнює математичні моделі ліній. Тому через несуттєві похибки в розрахунках зміною активного опору проводів нехтують та вважають, що погонний активний опір проводів ЛЕП дорівнює омичному опору за температури $+20$ °С.

Омичний опір ЛЕП визначають за довідниковими даними про конструкцію та параметри проводів ліній.

За розрахунків на інформаційно-діагностичних комплексах режимів ЕМ та пропускної здатності ЛЕП в реальному часі для визначення опору проводів із врахуванням параметрів навколишнього середовища застосовують методику, виходячи з рівняння теплового балансу для усталеного режиму відповідно до графічної інтерпретації (рис. 4.5):

$$I^2 R_{20} (1 + \alpha (t_{\text{пр}}^0 - 20)) + W_c = \pi d_{\text{пр}} (\beta_k + \beta_{\text{п}}) (t_{\text{пр}}^0 - t_{\text{нс}}^0),$$

де I – струм у лінії, А; R_{20} – опір проводів за 20 °С, Ом/м; α – температурний коефіцієнт опору проводів, 1/°С; $t_{\text{нс}}^0$ – температура навколишнього середовища, °С; $t_{\text{п р}}^0$ – температура провода, яка фіксується спеціальними датчиками метеостанцій, °С (рис. 4.6); $\beta_k, \beta_{\text{п}}$ – коефіцієнти тепловіддачі проводів при конвективному і променистому теплообміні відповідно, Вт/(м·°С); W_c – теплота сонячного випромінювання, що поглинається одним метром проводу в одиницю часу, Вт; $d_{\text{пр}}$ – діаметр провода, м.

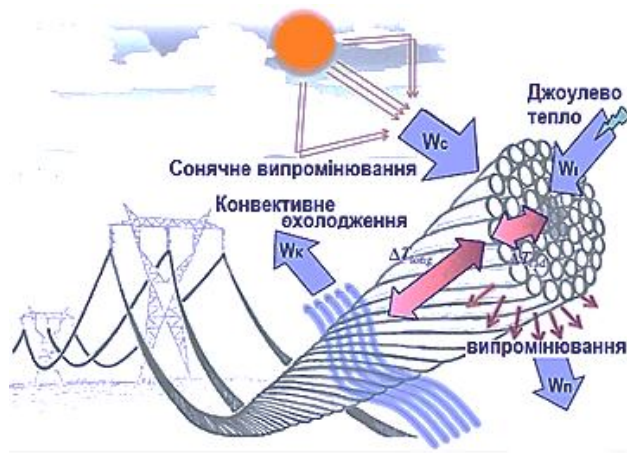


Рис. 4.5. Графічна інтерпретація рівняння теплового балансу провода в навколишньому середовищі

Щоб визначити теплоту сонячного випромінювання, яке поглинає провід, застосовують декілька моделей, одна з яких послуговується рівнянням

$$W_c = \varepsilon_n k_H d_{\text{пр}} W_p \sin \Psi_c,$$

де ε_n – коефіцієнт поглинання провідів, $\varepsilon_n = 0,6$; k_H – коефіцієнт, що враховує вплив висоти над рівнем моря; W_p – інтенсивність сумарної радіації (прямої та відбитої), Вт/м²; Ψ_c – активний кут нахилу сонячних променів.



Рис. 4.6. Метеостанція для контролю за температурою провода ЛЕП та навколишнього середовища

Для повітряних ліній із розщепленими проводами фази еквівалентний погонний опір лінії визначають за виразом

$$r'_0 = \frac{r_0}{n},$$

де r_0 – погонний активний опір одиночного проводу; n – кількість проводів у розщепленій фазі.

Зауваження

Термічна стійкість проводів впливає на статичну стійкість системи за напругою, але в ОЕС України рівень перетоків потужності відповідно до встановленого обладнання не досяг межі термічної стійкості проводів та обладнання.

Під час визначення активного опору жил кабельних ЛЕП неприпустимо використовувати зазначені вище припущення. Насамперед це пов'язано з температурним режимом КЛ, нормальна робоча температура яких становить 70...85 °С. Це не дозволяє визначати активний опір як омічний за температури +20 °С. До того ж, для кабельних ЛЕП слід враховувати втрати енергії від протікання наведених струмів в оболонці кабелю (екрані).

Активний опір жил та екранів кабелів зі зшитого поліетилену на напругу до 150 кВ за температури, відмінної від 20 °С, розраховують таким чином:

– для мідної жили (екрана), Ом/км:

$$R_t = R_{20} \frac{242,5+t}{262,5};$$

– для алюмінієвої жили, Ом/км:

$$R_t = R_{20} \frac{228+t}{248},$$

де t – температура жили (екрана), °С; R_{20} – погонний опір жили (екрана) при 20 °С, Ом/км.

Активні погонні опори струмопровідних жил кабельних ЛЕП слід визначати за спеціальними довідниками та технічними умовами на кабельно-провідникову продукцію⁹.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Що обумовлює активний опір проводів ЛЕП?*
2. *Що впливає на зміну активного опору ЛЕП?*
3. *За яких припущень вважають, що активний опір ЛЕП дорівнює омічному?*
4. *Як визначають активний опір ЛЕП із розщепленими фазними проводами?*
5. *Поясніть, чому активний опір кабельних ЛЕП неможливо визначати за методикою для повітряних ліній.*

ЛІТЕРАТУРА: [1, С. 66–69]; [3, С. 63–65]; [4, С. 57–58]; [14, С. 82–83]; [15, С. 131–132]; [18, С. 76–79]; [19, С. 32–33]; [50, С. 126–127]; [51, С. 126–127]; [52, С. 92–93, 107].

⁹ ГОСТ 22483-77. Жили струмопровідні мідні й алюмінієві для кабелів, проводів і шнурів. Основні параметри. Технічні вимоги.

4.2.2 Індуктивний опір лінії електропередавання

Індуктивний опір ЛЕП визначається явищами само- та взаємоіндукції у трифазній системі проводів лінії. Величину індуктивного опору визначають відносним положенням проводів лінії у просторі, їх положенням відносно землі та грозозахисних тросів, впливу паралельних ланцюгів (для багатоланцюгових ЛЕП) та паралельних ЛЕП за їх зближення.

Погонну індуктивність прямої послідовності (на 1 км лінії) визначають за виразом

$$L_0 = L_{\text{зовн}} + L_{\text{сер}} = \frac{\mu_0 \cdot 10^3}{2\pi} \ln \frac{D_{\text{ср}}}{R} + \frac{\mu_0 \mu \cdot 10^3}{8\pi} = 2 \cdot 10^{-4} \ln \frac{D_{\text{ср}}}{R} + 0,5 \cdot 10^{-4} \mu.$$

У виразі $L_{\text{зовн}}$, $L_{\text{сер}}$ – індуктивності, обумовлені електромагнітним полем зовні та всередині еквівалентного одиночного проводу відповідно; $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ – абсолютна магнітна проникність, Гн/м; μ – відносна магнітна проникність матеріалу проводу (для проводів з кольорового металу $\mu \approx 1$); R – радіус проводу; $D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}}$ – середньгеометрична відстань між фазними проводами.

У практиці розв'язання електротехнічних задач замість натуральних традиційно використовують десяткові логарифми:

$$L_0 = 2 \cdot 10^{-4} \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R} \cdot \ln 10 + 0,5 \cdot 10^{-4} \mu = 4,605 \cdot 10^{-4} \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R} + 0,5 \cdot 10^{-4} \mu.$$

У свою чергу, погонний індуктивний опір (Ом/км) прямої послідовності

$$x_0 = \omega L_0 = 0,02\pi \ln \frac{D_{\text{ср}}}{R} + 0,005\pi\mu = 0,144 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R} + 0,016\mu. \quad (4.3)$$

Для ПЛЕП із розщепленими фазними проводами погонний індуктивний опір прямої послідовності визначають за виразом

$$x_0 = 0,02\pi \ln \frac{D_{\text{ср}}}{R_e} + \frac{0,005\pi\mu}{n} = 0,144 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_e} + \frac{0,016\mu}{n}, \quad (4.4)$$

де R_e – радіус еквівалентного проводу розщепленої фази.

Радіус еквівалентного проводу розщепленої фази визначають за виразом

$$R_e = \sqrt[n]{R \cdot a_{\text{ср}}^{n-1}}, \quad (4.5)$$

де R – дійсний радіус проводів у розщепленій фазі; $a_{\text{ср}}$ – середньгеометрична відстань між проводами розщепленої фази; n – кількість проводів у розщепленій фазі.

Зауваження

Для визначення погонних індуктивних опорів ПЛЕП за виразами (4.3) або (4.4) середньгеометричну відстань між фазними проводами та радіуси проводів слід вимірювати в однакових одиницях вимірювання, наприклад у міліметрах.

Середньгеометричну відстань між фазними проводами лінії визначають за виразом

$$D_{\text{cr}} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}},$$

де D_{12} , D_{23} , D_{13} – дійсні відстані між проводами суміжних фаз (рис. 4.7 а).

За умови розміщення фазних проводів у вершинах рівностороннього трикутника (рис. 4.7 б) маємо

$$D_{\text{cr}} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot D} = D.$$

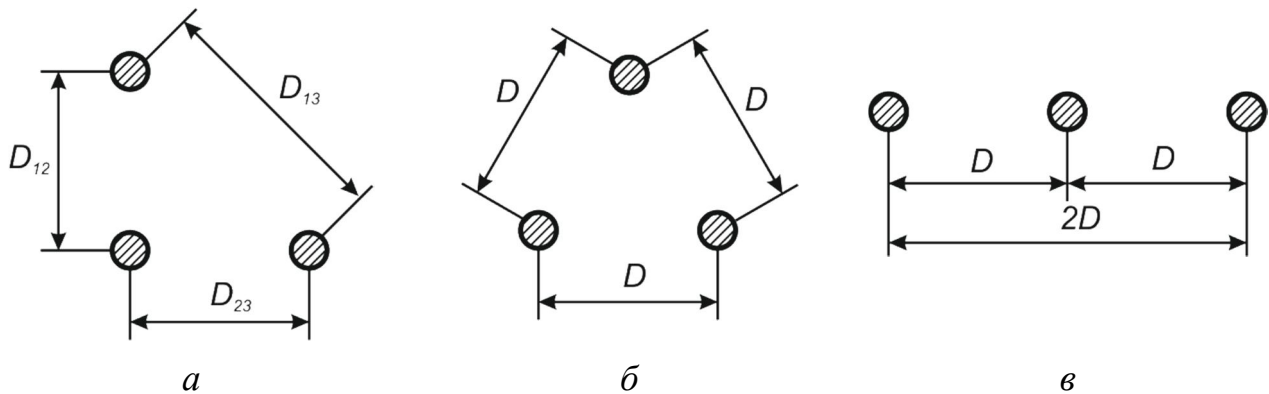


Рис. 4.7. Схеми розміщення фазних проводів на опорах повітряних ліній електропередавання

За горизонтального розміщення фазних проводів на опорах ЛЕП (рис. 4.7 в) отримуємо

$$D_{\text{cr}} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot 2D} = D \cdot \sqrt[3]{2} \approx 1,26D.$$

Конструктивне виконання ПЛЕП визначається переважно умовами забезпечення припустимих значень напруженості електричного поля навколо фазних проводів ліній з метою обмеження втрат енергії на корону. Це визначає майже сталі значення геометричного фактора (відношення $\frac{D_{\text{cr}}}{R_e}$) у ПЛ різних

класів номінальної напруги і, як наслідок, вузький діапазон значень погонного індуктивного опору ПЛ 35...750 кВ у межах 0,32...0,44 Ом/км. Зменшення погонного індуктивного опору ПЛ вищих класів номінальної напруги визначається економічною доцільністю обмеження втрат енергії на іонізацію повітря вздовж фазних проводів лінії.

У табл. 4.1 наведено орієнтовні конструктивні параметри повітряних ЛЕП різного класу напруг, зокрема й відстані між фазними проводами.

Вираз (4.4) для визначення погонного індуктивного опору ЛЕП передбачає суттєве перевищення відстані між фазними проводами над їх діаметрами, але лише у ПЛЕП. Для КЛ використання виразу буде призводити до неприпустимих похибок результатів розрахунків. Тому погонний індуктивний опір КЛЕП слід визначати за спеціальними довідниковими матеріалами або технічними умовами на кабельно-провідникову продукцію.

Таблиця 4.1. Основні орієнтовні конструктивні параметри ЛЕП

Номінальна напруга, кВ	Відстань між проводами ЛЕП, м	Відстань між опорами ЛЕП, м	Висота опори ПЛ, м	Відстань від провода ЛЕП до землі, м	Кількість ізоляторів у підтримувальній гірлянді, шт
0,4...1	0,5	40...50	8...9	6...7	1
6...10	1	50...80	10	6...7	1
35	2,5...3,5	150...200	12	6...7	3
110	3...5	170...250	13...14	6...7	7-8
150	3,5...5,5	200...280	15...16	7...8	10
220	4...7	250...350	25...30	7...8	14
330	5,5...9	300...400	25...30	7,5...8	21
500	8...12	350...450	25...30	8	29
750	14...16	450...750	30...41	10...12	38...42
1150	12...19	500...1500	33...54	14,5...17,5	60...64

В загальному індуктивність кабелю залежить від співвідношення відстані між всіма жилами і зовнішнього діаметра жили. На практиці необхідно розглядати дві схеми прокладання кабелів КЛ: трикутником та в площині.

За прокладання трикутником індуктивність для всіх трьох фаз визначається за виразом

$$L_0 = 2 \cdot 10^{-4} \cdot \ln \left(\frac{a}{0,79 \cdot r_L} \right) \text{ Гн/км,}$$

де a – відстань між всіма жилами (сторона трикутника), в мм; r_L – радіус кабелю по внутрішньому напівпровідниковому шару, в мм.

За прокладання в площині індуктивність для всіх трьох фаз визначається за виразом

$$L_0 = 2 \cdot 10^{-4} \cdot \ln \left(\frac{a'}{0,79 \cdot r_L} \right) \text{ Гн/км,}$$

де r_L – радіус кабелю по внутрішньому напівпровідниковому шару, в мм; a' – середня геометрична відстань між всіма жилами в площині, що визначається як

$$a' = \sqrt[3]{a \cdot a \cdot 2a} = \sqrt[3]{2} \cdot a \text{ мм.}$$

Відповідно до рекомендацій для кабелів низької та середньої напруги індуктивність при симетричному навантаженні фаз у трифазній системі визначають за виразом

$$L_0 = A + B \lg \frac{a}{r},$$

де a – відстань між центрами жил, мм; r – радіус круглої струмопровідної жили, а для кабелів із секторними жилами – радіус круглої жили, еквівалентної за перерізом секторній, мм.

Коефіцієнти A та B визначають з табл. 4.2.

Таблиця 4.2. Коефіцієнти A та B визначання індуктивності кабелю

Кількість дротів у жилі	Для одножильних кабелів із круглими жилами		Для трижильних кабелів із секторними жилами	
	A	B	A	B
3	0,0750	0,463	0,0766	0,471
7	0,0638	0,463	0,0650	0,471
10	0,0556	0,463	0,0567	0,471
37	0,0531	0,463	0,543	0,471
61	0,0525	0,463	0,0535	0,471
Більше 61	0,0502	0,463	0,0513	0,471

Для кабелів зі зшитого поліетилену (за умови, що при прокладанні трикутником кабелі прокладені впритул, при прокладанні в площині – на відстані одного діаметра кабелю) напругою 110...150 кВ індуктивність розраховується за формулою, мГн/км,

$$L_0 = 0,1 + 0,2 \ln \frac{a-r}{r},$$

де a – відстань між центрами жил, мм; r – радіус жили, мм¹⁰.

Індуктивний опір КЛ визначається за виразом

$$x_0 = \omega \cdot L_0, \text{ Ом/км.}$$

Слід враховувати, що відстань між фазними жилами КЛ набагато менша, ніж між проводами у повітряних. Тому індуктивні опори КЛ набагато менші за індуктивні опори ПЛ і для класів номінальної напруги 6...220 кВ становлять 0,07...0,2 Ом/км.

В табл. 4.3 для прикладу наведемо усереднені значення погонних індуктивних опорів різних ЛЕП (Ом/км).

Графічне порівняння погонних активних та індуктивних опорів ЛЕП залежно від площі перерізу провідника показано на рис. 4.8.

¹⁰ Керівництво по вибору, прокладанні, монтажу, випробуванням і експлуатації кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену на напругу від 45 до 150 кВ – Харків: ПАО «ЗАВОД «ЮЖКАБЕЛЬ», 2014. – 88 с.

Таблиця 4.3. Значення погонних індуктивних опорів

Найменування	Індуктивний опір
Ізольовані проводи внутрішньої проводки 220 В	0,22
ПЛ до 1 кВ	0,31
ПЛ 20...110 кВ	0,433
ПЛ 330 кВ (2 проводи)	0,32
ПЛ 500 кВ (3 проводи)	0,29
ПЛ 750 кВ (4 проводи)	0,28
ПЛ 1150 кВ (8 проводів)	0,255
КЛ до 1 кВ	0,06
КЛ 20 кВ	0,11
КЛ 35 кВ	0,125
КЛ 110 кВ (ЗП)	0,097...0,206
КЛ 150 кВ (ЗП)	0,103...0,198

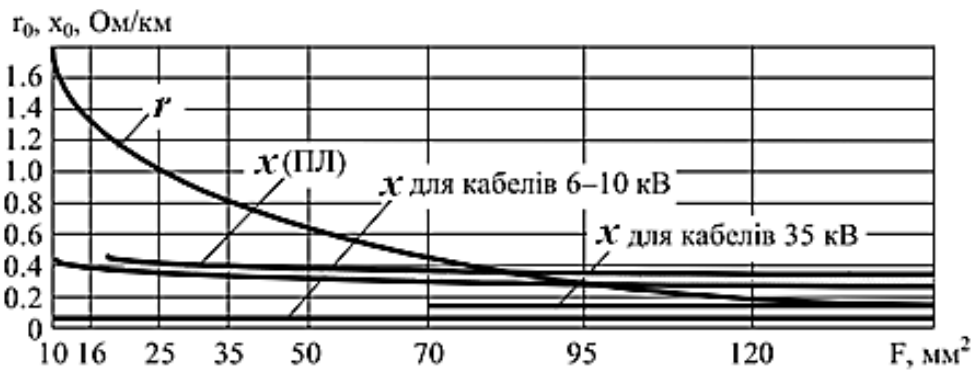
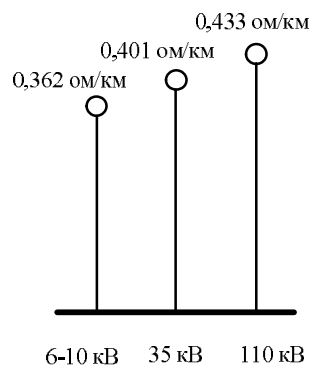


Рис. 4.8. Криві погонних активних та індуктивних опорів ліній електропередавання залежно від площі перерізу провідника

Зауваження

Зі зміною перерізу проводів і кабелів зазнають значних змін їх активні опори, оскільки активний опір зворотно пропорційний до перерізу проводу або кабелю. Для визначення індуктивного опору розрахунковими є конструктивні характеристики лінії (відстань між проводами і радіус проводу за сталого значення їх відношення для ПЛ), які під час розрахунку стоять під знаком логарифма. Остання обставина визначає незначну залежність індуктивного опору від цих характеристик за різних значень напруги. Для ілюстрації такого висновку наведемо діаграму (див. нижче), на якій вказано індуктивні опори ліній трьох номінальних напруг для деяких середніх, найбільш для них характерних, перерізів проводу і відстаней між проводами. Якщо повітряні лінії виконано одиничними проводами, їх індуктивний опір перебуває в області значень, близьких до $x_{0\text{ср}} = 0,4$ Ом/км. Індуктивний опір розщеплених проводів унаслідок істотного збільшення еквівалентного радіуса має менше значення і становить при розщепленні на три проводи величину близько $x_0 = 0,29$ Ом/км.



КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Які явища визначають індуктивний опір ЛЕП?
2. Наведіть вирази для визначення погонних значень індуктивності та індуктивного опору прямої послідовності ПЛЕП.
3. Чому дорівнює середньогометрична відстань між фазними проводами ПЛЕП, розміщеними горизонтально, симетрично відносно середньої фази?
4. Наведіть умовні межі погонного індуктивного опору ПЛЕП та КЛЕП різних класів номінальної напруги.
5. Поясніть сталість значень погонного індуктивного опору ПЛЕП різних класів номінальної напруги.
6. Поясніть суттєву відмінність між індуктивними опорами ПЛЕП та КЛЕП.
7. Чому вираз для визначення погонного індуктивного опору ПЛ неможливо застосовувати для ліній кабельного виконання?

ЛІТЕРАТУРА: [1, С. 69–73]; [3, С. 65–69]; [4, С. 57–60]; [13, С. 30–31]; [14, С. 83–85]; [15, С. 132–137]; [18, С. 79–85]; [19, С. 34–35]; [88, С. 127–129]; [51, С. 127–129]; [52, С. 93–94, 108].

4.3 Поперечні параметри схем заміщення лінії електропередавання

Поперечні параметри у вигляді активної G та реактивної B провідностей схем заміщення визначають режимні параметри елемента відповідно до підведеної до нього робочої напруги.

4.3.1 Активна поперечна провідність лінії електропередавання

Поперечну активну провідність ПЛЕП визначають втрати енергії на іонізацію повітря навколо проводів лінії (втрати на корону) та активні струми витоку через лінійну ізоляцію. Струми витоку зазвичай мають дуже малі значення, тому на практиці ними нехтують.

Коронування проводів ПЛЕП спостерігається, якщо напруженість електричного поля біля поверхні проводу перевищує початкову напруженість виникнення корони. Початкова напруженість поля залежить від кліматичних умов в районі траси лінії, зокрема атмосферного тиску, вологості, температури повітря тощо. Для визначення початкової напруженості виникнення корони застосовують емпіричну формулу Піка, кВ/см,

$$E_0 = 3,03 \cdot 10^3 \cdot \delta \cdot m \left(1 + \frac{0,298}{\sqrt{r_0 \delta}} \right),$$

де r_0 – радіус одиночного проводу фази, см; m – коефіцієнт шорсткості проводу;
 $\delta = \frac{0,386p}{273 + t}$ – середньорічна відносна щільність повітря; p – атмосферний тиск, мм. рт. ст.; t – температура повітря, °С. За температури повітря +20 °С та атмосферного тиску 760 мм. рт. ст. відносна щільність повітря $\delta = 1$. Відповідно до кількості дротів зовнішнього повиву та їх форми для сталевалюмінієвих проводів коефіцієнт шорсткості змінюється в межах 0,7...0,97. Для витих багатодровових проводів (типу АС) коефіцієнт шорсткості перебуває в межах 0,71...0,72¹¹.

Вважають, що за умовами обмеження втрат потужності на корону та зниження радіоперешкод напруженість електричного поля у поверхні проводів за сонячної погоди не має перевищувати 90 % початкової напруженості електричного поля виникнення корони.

Максимальне значення напруженості електричного поля для крайніх фаз за горизонтального розміщення проводів, кВ/см,

$$E_{\text{кр.пр}} = \frac{0,354U}{\left(R \times \lg\left(\frac{D_{\text{ср}}}{R}\right)\right)},$$

де радіус перед логарифмом беруть у сантиметрах. Для середньої фази напруженість електричного поля вважають на 10 % більшою.

Щоб обмежити втрати активної потужності на корону в ПЛЕП, треба зменшити напруженість електричного поля біля поверхні проводів лінії. Для цього необхідно збільшити відстань між проводами, що суттєво підвищує собівартість лінії, або збільшити діаметр проводів лінії. Проте збільшення діаметра проводів для ЛЕП надвисокої номінальної напруги є економічно недоцільним у зв'язку з невиправданими перевитратами металу проводів таких ліній. Більш ефективним є розщеплення фазних проводів, яке полягає у виконанні фази декількома проводами, розміщеними, зазвичай, у вершинах правильного багатокутника із кроком розщеплення 400...600 мм. У системі розщеплених проводів електричне поле витісняється із простору між проводами, як показано на рис.4.9 а, що створює ефект виконання фази проводом великого діаметра та зумовлює обмеження напруженості електричного поля.

Проводи розщепленої фази зазвичай розміщують у вершинах правильного багатокутника. За цієї умови вираз (4.5) можна подати у вигляді

$$R_e = \sqrt[n]{R \cdot r_p^{n-1} \cdot n}, \quad (4.6)$$

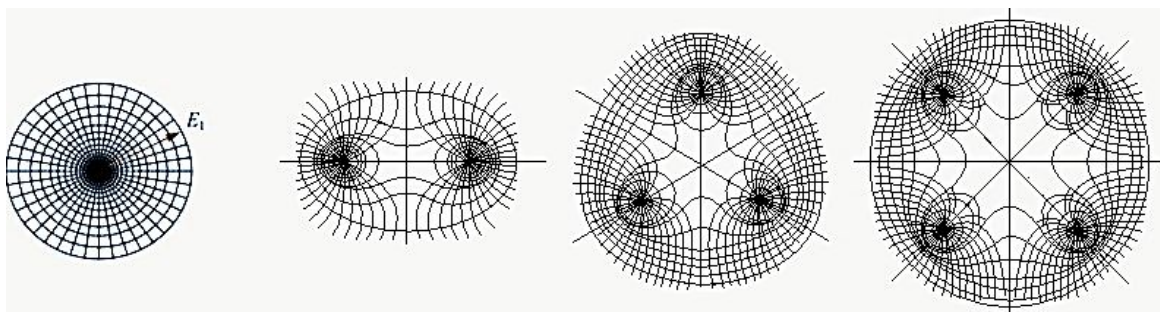
де $r_p = \frac{a}{2 \sin \pi/n}$ – радіус розщеплення – радіус кола, описаного навколо правильного багатокутника, утвореного центрами проводів розщепленої фази.

¹¹ Сухичев М. І. Коронний разряд і електростатичний коефіцієнт шорсткості проводу / М. І. Сухичев // Електричство. – 2019. – № 3. – С. 31–35.

Мінімально допустимі перерізи проводів ПЛЕП за умови обмеження втрат потужності на корону наведено в табл. 1.8. Відповідно до даних табл. 4.4 допустимо виконувати ПЛЕП напругою 330 кВ одиночним проводом марки АС – 600/42. Проте, зазвичай, для ліній 330 кВ конструкцію фази виконують розщепленою на два проводи, 500 кВ – на три проводи, 750 кВ – на чотири, а останнім часом – на п'ять проводів.

Таблиця 4.4. Мінімальні перерізи проводів ліній електропередавання за умовами обмеження втрат потужності на корону

$U_{ном}$, кВ	Кількість та діаметр проводів, мм	Кількість та марка проводів
110	11,4	АС-70/11
150	15,2	АС-120/19
220	21,6	АС-240/32
330	33,2	АС-600/42
	2×21,6	2×АС-240/32
500	2×36,2	2×АС-700/86
	3×25,2	3×АС-330/43
750	4×29,1	4×АС-400/93
	5×21,6	5×АС-240/32



a



б



в

Рис. 4.9. Розщеплення проводів фаз: *a* – конфігурація електричного поля навколо одного провoda та проводів розщепленої фази напругою, відповідно, 330, 500, 750 кВ; *б* – коронний розряд навколо проводів фази ЛЕП напругою 330 кВ; *в* – коронний розряд навколо проводів фази ЛЕП напругою 750 кВ

Зауваження

Для фазного проводу перерізом 600 мм² радіус $R = 16,5$ мм, а для фази, розщепленої на два проводи по 300 мм², еквівалентний радіус $R_e = 69,9$ мм.

Для визначення середньорічних втрат активної потужності на корону в ПЛЕП використовують спеціальні методики¹² або користуються довідниковими матеріалами для типових конструкцій ПЛ надвисокої номінальної напруги.

Втрати на корону збільшуються в разі випадіння снігу на 14 %, за дощової погоди – на 47 %, за наявності інею – на 107 %. Зі збільшенням напруги на 5 % втрати збільшуються на 31 %, а зі зменшенням на 5 % – зменшуються на 24 %.

Погонну активну провідність прямої послідовності ПЛЕП визначають за виразом, См/км,

$$g_0 = \frac{\Delta P_{к0} \cdot 10^{-3}}{U_H^2},$$

де $\Delta P_{к0}$ – питомі втрати активної потужності на корону, кВт/км.

Середньорічне значення питомих втрат активної потужності на корону залежно від напруги та параметрів лінії наведено в табл. 4.5.

Таблиця 4.5. Середньорічне значення питомих втрат активної потужності на корону залежно від напруги та параметрів лінії

Напруга лінії, кВ	Переріз проводу, мм ²	Кількість проводів у фазі	$P_{сеп}$, кВт/км
220	240	1	2,7
	300	1	2,0
	400	1	1,0
	500	1	0,7
330	240	2	6,3
	300	2	4,6
	400	2	2,5
	500	2	1,6
500	300	3	11,5
	400	3	12,2
	500	3	7,5
750	400	4	23,8
	500	4	23,8

¹² Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередавання затверджено наказом Міненерговугілля України від 21.06.2013, № 399.

У кабельних лініях поперечна активна провідність залежить від діелектричних втрат в ізоляції кабелів. Такі втрати визначають за технічними даними для кабелів відповідного типу:

$$\Delta P_0 = U_{\text{н}}^2 g_0 \cdot 10^3 = U_{\text{н}}^2 \frac{b_0}{\text{tg } \delta} 10^3 = \frac{\Delta Q_0}{\text{tg } \delta},$$

де b_0 – погонна ємнісна провідність кабелю; $\text{tg } \delta$ – тангенс кута діелектричних втрат в ізоляції кабелю; ΔQ_0 – погонна зарядна потужність кабелю.

Погонну активну провідність КЛЕП знаходять за виразом

$$g_0 = \frac{b_0}{\text{tg } \delta} = \frac{\Delta Q_0 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2 \text{tg } \delta}.$$

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Що визначає активну поперечну провідність ПЛЕП та КЛЕП?*
2. *У чому полягає явище коронування проводів ПЛ?*
3. *Для чого застосовують емпіричну формулу Піка?*
4. *За яких умов явище корони не спостерігається?*
5. *Які заходи застосовують для обмеження втрат енергії на коронування проводів ЛЕП?*
6. *Що називають еквівалентним проводом розщепленої фази ПЛЕП?*
7. *Наведіть вирази для визначення радіуса еквівалентного проводу розщепленої фази.*
8. *Наведіть обмеження за перерізами проводів ПЛ за умовами корони.*
9. *Як визначають діелектричні втрати у КЛЕП?*
10. *Наведіть вирази для визначення погонної активної провідності ПЛЕП та КЛЕП.*

ЛІТЕРАТУРА: [33, С. 93–134]; [1, С. 73–75]; [3, С. 198–202]; [4, С. 62–65]; [15, С. 137–139]; [18, С. 85–90]; [19, С. 35–36]; [24, С. 18, 350–366]; [28, С. 21, 394–411]; [50, С. 129–131]; [51, С. 130–131]; [52, С. 95–96, 108–109].

4.3.2 Ємнісна провідність лінії електропередавання

Поперечна ємнісна провідність ЛЕП визначається зарядними ємностями між фазними проводами лінії, фазними проводами та землею, грозозахисними тросами та конструктивними металевими елементами опор повітряних ліній. Цей параметр, так само, як і індуктивний опір лінії, визначається геометричними розмірами лінії.

Погонну ємність прямої послідовності повітряної лінії електропередавання знаходять за виразом

$$C_0 = \frac{2\pi\varepsilon \cdot 10^3}{\ln \frac{D_{cr}}{R}} = \frac{24,15 \cdot 10^{-9}}{\lg \frac{D_{cr}}{R}},$$

де $\varepsilon = 8,85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м – діелектрична проникність повітря.

У свою чергу, погонну ємнісну провідність прямої послідовності слід визначати за формулою

$$b_0 = \omega C_0 = \frac{200\pi^2\varepsilon \cdot 10^3}{\ln \frac{D_{cr}}{R}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{cr}}{R}}. \quad (4.7)$$

Для ЛЕП із розщепленими фазними проводами погонну ємнісну провідність прямої послідовності обчислюють за виразом

$$b_0 = \frac{200\pi^2\varepsilon \cdot 10^3}{\ln \frac{D_{cr}}{R_e}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{cr}}{R_e}}. \quad (4.8)$$

Відповідно до виразу (4.8) погонну ємнісну провідність ПЛЕП так само, як і індуктивного опору, визначають геометричним фактором $\frac{D_{cr}}{R_e}$, який має

майже сталі значення. Тому діапазон значень погонної ємнісної провідності у ПЛ різного конструктивного виконання різних класів номінальної напруги перебуває в межах 2,58...2,92 мкСм/км.

Прийняті допущення про розміщення фазних проводів ЛЕП у просторі не дозволяють використовувати вираз (4.8) для визначення погонної ємнісної провідності кабельних ЛЕП.

Зауваження

З урахуванням впливу землі значення b_0 визначають за формулою

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{cr} H_L}{R H_M}} 10^{-6},$$

де H_L і H_M – середньгеометричні відстані між проводами лінії та їх дзеркальними відображеннями відносно поверхні землі:

$$H_L = \sqrt[3]{H_{aa} H_{bb} H_{cc}}$$

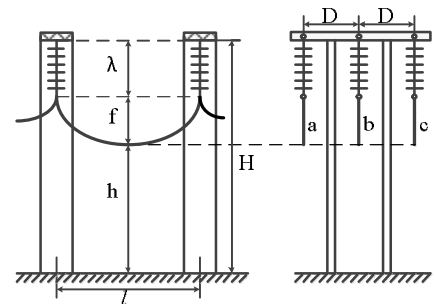
та

$$H_M = \sqrt[3]{H_{ab} H_{bc} H_{ca}}.$$

Визначаючи значення H_L і H_M , слід враховувати провисання проводу. При цьому криволінійний провід замінюється еквівалентним прямолінійним з відстанню над землею

$$h_e = h + \frac{1}{3}f,$$

де величини h та f вказано на рисунку.



Для кабельних ліній ємність кабелю залежить від типу ізоляції і геометрії кабелю. Для всіх кабелів напругою до 150 кВ з окремо екранованими жилами ємність кабелю можна визначити за виразом, мкФ/км

$$C_o = \frac{5,56 \cdot \epsilon_r}{\ln\left(\frac{D}{d}\right)},$$

де $\epsilon_r = 2,5$ – відносна діелектрична проникність зшитого поліетилену; D – діаметр за ізоляцією (без урахування напівпровідного екрана за ізоляцією), мм; d – діаметр напівпровідного екрана за жилою, мм.

Ємнісна провідності КЛ у багато разів більша, ніж повітряних. Для таких ліній слід користуватися довідниковими матеріалами та технічними умовами для кабельно-провідникової продукції. Загалом погонну ємнісну провідність КЛЕП визначають за виразом

$$b_0 = \frac{\Delta Q_0 \cdot 10^{-3}}{U_H^2},$$

де ΔQ_0 – погонна зарядна потужність кабелю, кВ·Ар/км.

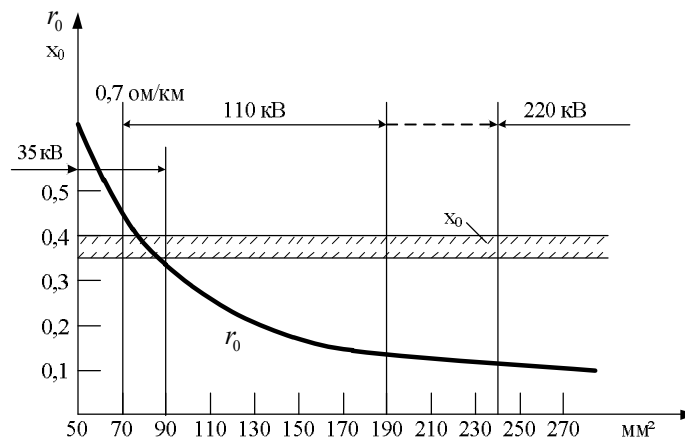
Зауваження

Мала залежність від конструктивних характеристик ПЛ властива також і ємнісній провідності, яку визначають за формулою (1.8). Середнє значення цієї провідності для ПЛ, виконаних одиничними проводами, становить величину $b_{0\text{cp}} = 2,75 \cdot 10^{-6}$ 1/Ом·км.

Для лінії із розщепленими проводами ємнісна провідність збільшується і характеризується під час розщеплення на три проводи значеннями, близькими до $b_0 = 3,8 \cdot 10^{-6}$ 1/Ом·км.

На рисунку (див. нижче) показано графік зміни активного опору сталевалюмінієвих проводів залежно від їх перерізу, а також вузьку область можливих значень індуктивного опору ліній, виконаних такими проводами. При цьому можна виділити дві характерні області.

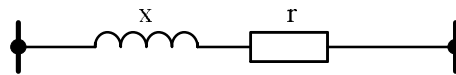
Перша область характеризується перевищенням активного опору над індуктивним, або приблизно однаковими значеннями цих опорів. Ця область включає малі перерізи проводів, найбільші з яких становлять 50...70 мм². Проводи таких перерізів застосовують у місцевих ЕМ з номінальною напругою 35 кВ і нижче. Очевидно, що послідовна вітка П-подібної схеми заміщення ліній місцевих мереж обов'язково має містити як активний, так і реактивний опір, кожний з яких за відмічених співвідношеннях між їх величинами істотно впливає на характеристики режиму місцевих ліній.



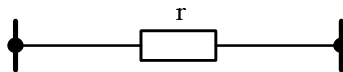
До другої області можуть бути віднесені проводи перерізом 185...240 мм² і вище. Лінії з такими проводами характеризуються істотним перевищенням індуктивного опору над активним. Проводи, що відповідають цим умовам, застосовують у районних ЕМ і дальніх електропередачах напругою 220 кВ і вище. Тому властивості ЕМ напругою, що перевищує 110 кВ, насамперед залежать від їх індуктивних опорів. Це дає можливість у ряді випадків аналізувати якісні особливості ліній напругою 220 кВ і вище щодо їх ідеалізованої схеми заміщення, в якій активний опір та активна провідність беруть рівними нулю. Зрозуміло, що у розрахунках техніко-економічних характеристик мереж таке подання схем заміщення неприпустиме. Лінії з напругою 110 кВ виконують проводами з перерізами, що лежать зазвичай у межах 70...150 мм², тому для таких ліній характерні близькі значення активного та індуктивного опорів.

Ємнісна провідність характеризується приблизно однаковими значеннями як для місцевих, так і для районних ЕМ напругою 110, 220 кВ. Проте відповідні ємнісні струми у вітках схеми заміщення і відповідні реактивні зарядні потужності істотно різняться, оскільки останні залежать не лише від ємнісної провідності, але й від номінальної напруги лінії та її довжини.

Розрахунки показують, що для ліній 110 кВ за характерної для них протяжності зарядна потужність становить $\approx 10\%$ від передаваної, для ліній 220 кВ – $\approx 30\%$, для ліній 500 кВ може бути співмірна за величиною з передаваною активною потужністю. Очевидно, що в усіх цих випадках врахування зарядної потужності потрібне в аналізі режиму мережі. У місцевих мережах за напруги 35 кВ і нижче й істотно менших довжин ліній, порівняно з районними мережами, зарядна потужність має дуже невелику величину, враховувати яку у практичних розрахунках недоцільно. Схема заміщення в цьому випадку включає активний та реактивний опори.



Кабельні лінії 6(10) кВ і нижче характеризуються дуже малими значеннями індуктивного опору. Це пояснюється близьким розміщенням струмопровідних жил кабелів, завдяки чому результуюче магнітне поле, зчеплене з кожною із жил, зникає майже повністю. Протяжність таких ліній порівняно невелика, тому незважаючи на значну їх ємнісну провідність зарядні струми у схемах заміщення КЛ зазвичай не беруть до уваги. Схема заміщення у цьому випадку включає тільки активний опір.



Для КЛ 20 кВ треба враховувати зарядну потужність.

Максимальна одинична довжина ЛЕП 330кВ в енергосистемі України не перевищує 300 км. Під час визначення параметрів схем заміщення ПЛ завдовжки понад 300 км необхідно враховувати поправкові коефіцієнти.

Виходячи з П-подібної схеми заміщення та уявлення про переміщення в ЛЕП прямої та зворотної хвиль з певним коефіцієнтом поширення, безпосередній зв'язок між параметрами лінії та її схемою заміщення можна подати виразами:

$$\begin{aligned} \dot{Z} &= \dot{Z}_0 l_0 \dot{K}_z; \\ \dot{Y} &= \dot{Y}_0 l_0 \dot{K}_y, \end{aligned}$$

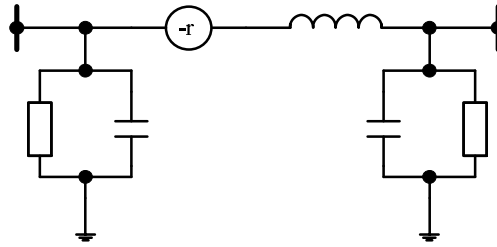
де \dot{K}_z і \dot{K}_y – деякі комплексні коефіцієнти.

Коефіцієнти \dot{K}_z і \dot{K}_y , які зазвичай називають поправковими, близькі до одиниці за малих довжин ліній l_0 і відхиляються від одиниці тим більшою мірою, чим більшу довжину має лінія. Розрахунки дозволили встановити, що за довгих ПЛ змінного струму стандартної частоти 50 Гц, менших за 300 км, відмінність коефіцієнтів \dot{K}_z і \dot{K}_y від одиниці лежить у межах точності розрахунку і взятих початкових даних. Для КЛ відмінність поправкових коефіцієнтів від одиниці треба враховувати за довжин ліній, що перевищують 50 км. Це дає можливість вважати для ПЛ, протяжність яких не перевищує 300 км, $\dot{K}_z = \dot{K}_y = 1$, й обчислювати параметри П-подібної схеми заміщення лінії за формулами

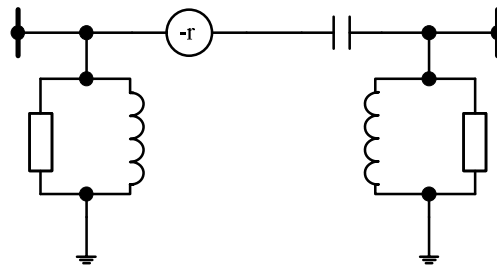
$$\dot{Z} = \dot{Z}_0 l_0; \quad \dot{Y} = \dot{Y}_0 l_0.$$

Для ліній більшої протяжності параметри їх схем заміщення треба визначати з урахуванням поправкових коефіцієнтів \dot{K}_z і \dot{K}_y , виходячи з рівнянь дальніх ліній.

При цьому для ліній протяжністю 1000...1200 км і менше врахування поправкових коефіцієнтів не змінює характеру параметрів П-подібної схеми заміщення. За довжин понад 2000...2500 км, як встановлено в результаті розрахунків, у схему заміщення має бути введено негативний активний опір для відповідності фізичних процесів розрахунковій схемі.



За довжин ліній, що перевищують половину довжини хвилі (3000 км), П-подібна схема заміщення лінії змінюється і набирає вигляду, як показано на рисунку нижче.



Появу у схемах заміщення від'ємного активного опору не можна розглядати як фізичну реальність. Цей опір є наслідком формальних операцій, виконаних для отримання тотожності режиму лінії та її схеми заміщення на вході і виході.

Останні дві схеми застосовують у розрахунку несинусоїдальних режимів. Такі режими можна розглядати як результат накладання ряду режимів, кожний з яких відповідає одній із вищих гармонік струму. З підвищенням частоти довжина хвилі зменшується і співвідношення, характерні для півхвильових ліній, можуть бути справедливими для ліній наявної протяжності.

Схеми заміщення ліній постійного струму можуть бути отримані як окремий випадок зі схем заміщення, справедливих для ліній змінного струму, за $x_0 = \omega L_0 = 0$, $b_0 = \omega C_0 = 0$. При цьому з П-подібної схеми, нехтуючи активною провідністю, для розрахунків усталених режимів можна використовувати схему тільки з активним опором.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Які явища визначають поперечну ємнісну провідність ЛЕП?
2. Наведіть вираз для визначення погонної ємнісної провідності прямої послідовності ПЛЕП.
3. Наведіть вираз для визначення погонної ємнісної провідності прямої послідовності КЛЕП.
4. Поясніть принципову неможливість використання виразу (4.8) для визначення погонної ємнісної провідності КЛЕП.

ЛІТЕРАТУРА: [1, С. 75–76]; [3, С. 202–207]; [4, С. 61–62]; [14, С. 86–88]; [15, С. 139–141]; [18, С. 90–94]; [19, С. 36–38]; [50, С. 131–133]; [51, С. 130]; [52, С. 94–95, 108].

4.4 Параметри схем заміщення двообмоткових силових трансформаторів

Трансформатором називають статичний перетворювач, що має дві або більше гальванічно розділених, але індуктивно пов'язаних взаємно нерухомих обмоток і призначений для перетворення за допомогою магнітного поля однієї системи змінного струму в іншу, які мають різні параметри, зокрема, напругу та струм (рис.4.10).

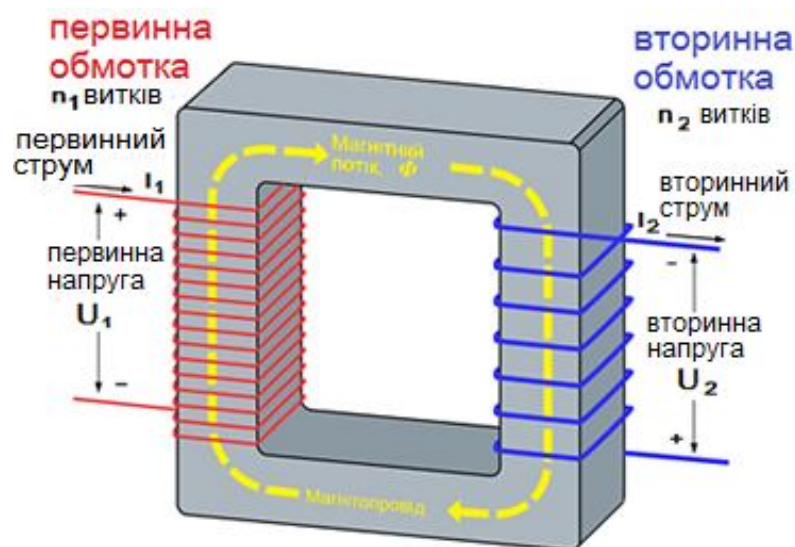


Рис. 4.10. Функціональна схема однофазного трансформатора

У більшості випадків за допомогою трансформатора на основі явища електромагнітної індукції перетворюють тільки напругу та струм без зміни частоти і кількості фаз. Трансформатор є пристроєм з одним збудженням, так як для живлення будь якої кількості обмоток, розміщених на його сердечнику, потрібне лише одне зовнішнє джерело напруги. Окрім цього трансформатор можна розглядати як фазозсувний пристрій, оскільки він забезпечує зміщення фази напруги приблизно на 180 градусів між двома колами.

Коефіцієнт трансформації чисельно дорівнює відношенню кількості витків первинної до вторинної відповідно:

$$k_T = \frac{n_1}{n_2}.$$

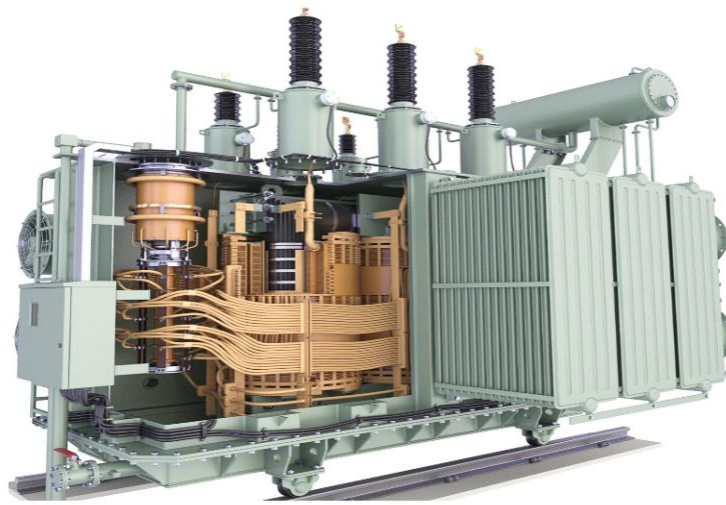
Загальний вигляд трансформатора зображено на рис. 4.11.



a



б



в

Рис. 4.11. Загальний вигляд силового трансформатора: *a* – ТМН-6300/35-У1; *б* – ТДТН-40000/110/35/10-У1; *в* – внутрішня частина трансформатора (розріз)

Структурну схему умовного позначення силового трансформатора за ГОСТ 11677-85 (IEC 60076-2:1993 або IEC 60076-11:2004) подано на рис. 4.12.

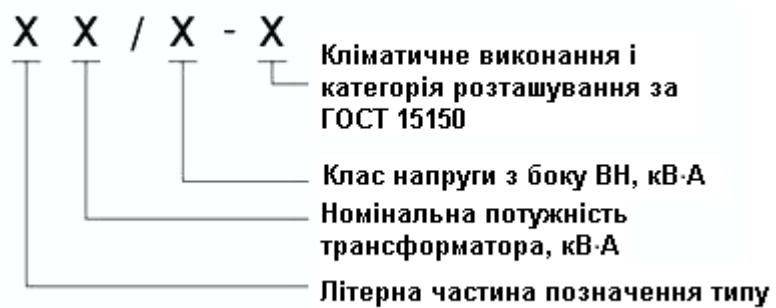


Рис. 4.12. Схема маркування силового трансформатора

Літерна частина умовного позначення типу повинна містити літери у такому порядку:

1. Призначення трансформатора (може не бути):

А – автотрансформатор (АТ);

Е – електропечний.

2. Кількість фаз:

О – однофазний трансформатор;

Т – трифазний трансформатор.

3. Розщеплення обмоток (може не бути):

Р – розщеплена обмотка НН.

4. Система охолодження.

Сухі трансформатори:

С (AN) – природне повітряне за відкритого виконання;

СЗ (ANAN) – природне повітряне за захищеного виконання;

СГ (ANAN) – природне повітряне за герметичного виконання;

СД (ANAF) – повітряне з дуттям.

Масляні трансформатори:

М (ONAN) – природне масляне;

МЗ (ONAN) – з природним масляним охолодженням із захистом за допомогою захисної азотної подушки без розширника;

Д (ONAF) – масляне з дуттям і природною циркуляцією масла;

МЦ (OFAN) – природна циркуляція повітря і примусова циркуляція масла з неспрямованим потоком масла;

НМЦ (ODAN) – природна циркуляція повітря і примусова циркуляція масла зі спрямованим потоком масла;

ДЦ (OFAF) – масляне з дуттям і примусовою циркуляцією масла;

НДЦ (ODAF) – примусова циркуляція повітря і масла зі спрямованим потоком масла;

Ц (OFWF) – масляно-водяне із примусовою циркуляцією масла;

НЦ (ODWF) – примусова циркуляція води і масла зі спрямованим потоком масла.

З негорючим рідким діелектриком:

Н (LNAF) – природне охолодження негорючим рідким діелектриком;

НД (LNAF) – охолодження негорючим рідким діелектриком з дуттям;

ННД (LFAF) – охолодження негорючим рідким діелектриком із примусовою циркуляцією повітря зі спрямованим потоком рідкого діелектрика.

5. Особливість трансформатора (може не бути):

Л – виконання трансформатора з литою ізоляцією;

Т – триобмотковий трансформатор (для двообмоткових трансформаторів не вказують);

Н – трансформатор з регулюванням під навантаженням (РПН);

З – трансформатор без розширювального бачка, із природним масляним охолодженням або з охолодженням негорючим рідким діелектриком із захистом за допомогою азотної подушки;

Ф – трансформатор з розширювальним бачком і виводами, змонтованими у фланцях на стінках бака;

Г – трансформатор у гофробаку без розширювального бачка – «герметичне виконання».

б. Призначення (може не бути):

С – виконання трансформатора для власних потреб ЕС;

П – для ліній передавання постійного струму;

М – виконання трансформатора для металургійного виробництва;

ПН – виконання для живлення заглиблених електронасосів.

Зауваження

Для АТ класів напруги СН (середньої напруги) або НН 110 кВ і вище після класу напруги ВН (високої напруги) через косу риску вказують клас напруги з боку СН або НН.

Для трансформаторів, виготовлених до 01.07.1987, допускається вказувати останні дві цифри року випуску робочих креслень.

Наведемо приклади умовних позначень трансформаторів:

ТСЗ-100/10-УЗ – трансформатор трифазний сухий із природним повітряним охолодженням, захищеного виконання, двообмотковий, потужністю 100 кВА, класу напруги 10 кВ, виконання У категорії 3 за ГОСТ 15150.

ТМН-6300/35-У1 – трансформатор трифазний з масляним охолодженням із природним циркулюванням повітря або масла, двообмотковий, з регулюванням напруги під навантаженням, потужністю 6300 кВА, класу напруги 35 кВ, виконання У категорії 1 за ГОСТ 15150 (рис. 4.11 а).

АТДЦТН-200000/330/110-У1 – автотрансформатор трифазний з масляним охолодженням за примусової циркуляції повітря і масла, триобмотковий, з регулюванням напруги під навантаженням, потужністю 200 000 кВА, класу напруги обмотки ВН – 330кВ, класу напруги обмотки – СН – 110 кВ, виконання У категорії 1 за ГОСТ 15150.

ТДТН-40000/110/35/10-У1 – трансформатор трифазний з масляним охолодженням за примусової циркуляції повітря і природної циркуляції масла, триобмотковий, з регулюванням напруги під навантаженням, потужністю 400 000 кВА, класу напруги обмотки ВН – 110 кВ, класу напруги обмотки СН – 35 кВ, класу напруги обмотки НН – 10 кВ, виконання У категорії 1 за ГОСТ 15150 (рис. 4.11 б).

Трансформатор, який має дві електрично непов'язані між собою обмотки, називають *двообмотковим*. Обмотку, яка споживає енергію з ЕМ, називають первинною, а обмотку, що віддає енергію споживачу – вторинною.

Є багатообмоткові трансформатори, які мають декілька первинних і вторинних обмоток.

Якщо первинна обмотка має вищу напругу (ВН), а вторинна – нижчу напругу (НН), то такий трансформатор називають понижувальним. У зворотному випадку трансформатор називають підвищувальним.

Трансформатори виконуються або трифазними, або однофазними. В останньому випадку три однофазні трансформатори на підстанціях електричної системи становлять одну трифазну трансформаторну групу.

Зауваження

Сучасні трансформатори та АТ обладнують системою моніторингу. Система включає пристрої контролю температури масла, контролю газу в маслі (типу HYDROCAL 1005), контролю часткових розрядів на високовольних вводах (типу Omicron MONTRANO), контролю температури обмоток за допомогою волоконно-оптичних датчиків, закладених в обмотки трансформатора (типу Nortech EasyGrid) з виведенням інформації на автоматизоване робоче місце диспетчера підстанції.

Вплив трансформаторів на режим роботи системи та окремих її елементів найбільш просто може бути враховано за допомогою схем заміщення (рис. 1.91). Струм намагнічування силового трансформатора є дуже малим порівняно зі струмами навантаження і визначається робочою напругою на його затискачах. Величина магнітного потоку в сердечнику посійна і не залежить від струму навантаження. Це дозволяє спростити схему заміщення силового трансформатора, тобто перейти від Т-подібної симетричної до прямої Г-подібної схеми заміщення, показаної на рис. 4.13 б.

Якщо використовують Г-подібну схему заміщення за зазначеного місцезнаходження провідностей (рис. 4.13 б), вплив останніх проявляється тільки на роботі мережі і враховується у визначенні розрахункових навантажень станцій і підстанцій, але ніяк не відображається на завантаженні обмоток трансформаторів. Використання Г-подібної схеми заміщення не має помітних похибок і значно спрощує всі розрахунки мереж, тому її використовують у розгляді питань, пов'язаних з розрахунками режимів ЕМ.

Зауваження

В ескізних розрахунках ЕМ впливом провідностей трансформаторів можна нехтувати, що призводить до порівняно невеликих помилок.

Поздовжня вітка у схемі заміщення – це первинна та приведена до неї вторинна обмотки трансформатора, поперечна вітка – контур намагнічування. Поперечна вітка завжди розміщена з боку живлення трансформатора. Провідності g_T та b_T визначають активну й реактивну складові намагнічуючого струму трансформатора I_μ . Активна складова цього струму обумовлена втратами активної потужності у сталі трансформатора на гістерезис та струми Фуко, реактивну визначає магнітний потік самоіндукції та взаємоіндукції обмоток трансформатора.

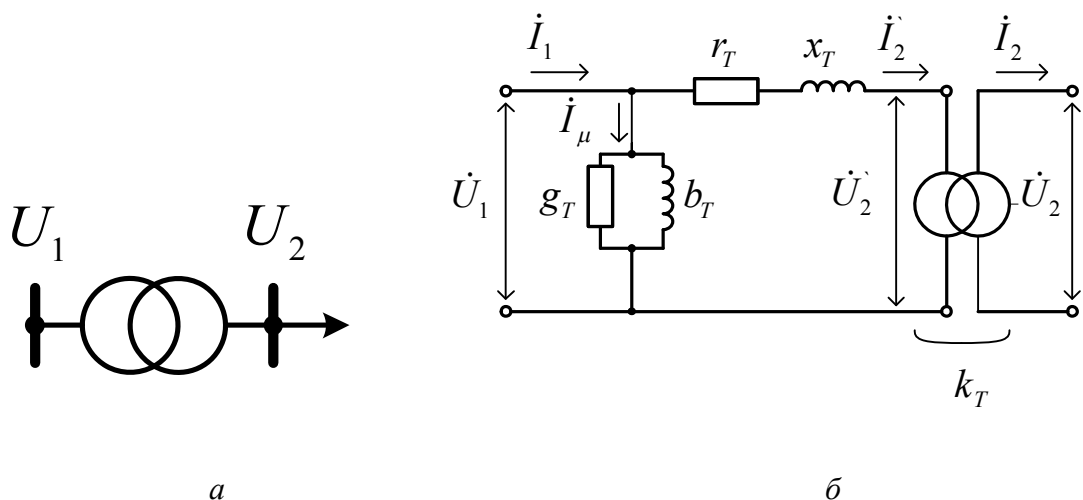


Рис. 4.13. Силовий двообмотковий трансформатор: *a* – умовне позначення; *б* – Г-подібна схема заміщення трансформатора

Параметри Г-подібної схеми заміщення двообмоткового силового трансформатора визначають за його паспортними даними. До основних паспортних даних трансформаторів відносять:

- 1) номінальну потужність S_T , виражену у кіловольтамперах кВА;
- 2) номінальні лінійні напруги первинної U_H та вторинної обмоток трансформатора, виражені у кВ (для однофазних трансформаторів – номінальні фазні напруги);
- 3) характеристики дослідження неробочого ходу трансформатора:
 - втрати активної потужності в режимі неробочого ходу $\Delta P_{н.х.}$, виражені у кВт;
 - струм неробочого ходу $i_{н.х.}$, виражений у відсотках до номінального струму трансформатора;
- 4) характеристики дослідження КЗ трансформатора:
 - втрати активної потужності $\Delta P_{к.з.}$ в режимі КЗ, виражені у кВт;
 - напругу КЗ $u_{к.з.}$, виражену у відсотках до номінальної напруги трансформатора;
- 5) схема і група з'єднання ($\Delta/Y_H - 11$).

Параметри поперечної вітки контура намагнічування трансформатора визначають за даними дослідження неробочого ходу. У такому режимі вторинні обмотки трансформатора розімкнені, а до первинних обмоток прикладають номінальну напругу. При цьому вимірюють струм первинної обмотки та втрати активної потужності.

За умови розімкненої вторинної обмотки Г-подібна схема заміщення трансформатора спрощується та набуває вигляду, зображеного на рис. 4.14.

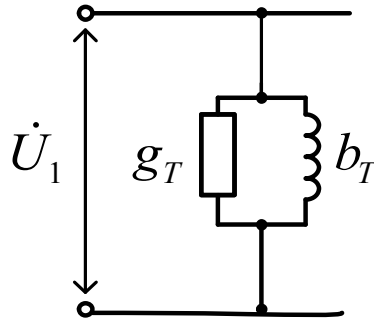


Рис. 4.14. Г-подібна схема заміщення силового трансформатора у дослідженні неробочого ходу

Очевидно, що в дослідженні неробочого ходу активна потужність витрачається лише в активній провідності:

$$\Delta P_{\text{н.х.}} = U_{\text{н}}^2 g_{\text{T}}.$$

Звідси

$$g_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{н.х.}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2}, \quad (4.9)$$

де $\Delta P_{\text{н.х.}}$ – втрати активної потужності в дослідженні неробочого ходу; $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга первинної обмотки трансформатора.

Множник 10^{-3} у формулі (4.9) використовують тому, що паспортна величина втрат активної потужності у режимі неробочого ходу виражена в кіловатах, а номінальна напруга первинної обмотки – у кіловольтах.

Відповідно до схеми заміщення, зображеної на рис.4.14, струм неробочого ходу містить дві складові – активну та індуктивну, які визначають за виразами:

$$I'_{\text{н.х.}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}} g_{\text{T}};$$

$$I''_{\text{н.х.}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}} b_{\text{T}},$$

де $I'_{\text{н.х.}}$; $I''_{\text{н.х.}}$ – активна та індуктивна складові струму неробочого ходу відповідно.

У свою чергу, модуль струму неробочого ходу знаходять з виразу

$$I_{\text{н.х.}} = \sqrt{I'^2_{\text{н.х.}} + I''^2_{\text{н.х.}}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}} \sqrt{g_{\text{T}}^2 + b_{\text{T}}^2}. \quad (4.10)$$

Струм неробочого ходу трансформатора

$$I_{\text{н.х.}} = \frac{i_{\text{н.х.}}}{100} I_{\text{н}} = \frac{i_{\text{н.х.}}}{100} \frac{S_{\text{T}} \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3} U_{\text{н}}}, \quad (4.11)$$

де I_H та S_T – номінальний струм первинної обмотки та номінальна потужність трансформатора відповідно.

Множник 10^{-3} у виразі (4.11) враховує подання паспортної величини номінальної потужності трансформатора у кіловольтамперах (кВА).

Якщо прирівняти вирази (4.10) та (4.11), отримуємо

$$\sqrt{g_T^2 + b_T^2} = \frac{i_{H.X.} S_T \cdot 10^{-3}}{100 U_H^2}.$$

Звідси

$$b_T = -\sqrt{\left(\frac{i_{H.X.} S_T \cdot 10^{-3}}{100 U_H^2}\right)^2 - g_T^2}. \quad (4.12)$$

Знак «-» у виразі (4.12) враховує індуктивний характер поперечної реактивної провідності схеми заміщення трансформатора.

З урахуванням виразу (4.9) для активної поперечної провідності формула (4.12) набуває вигляду

$$\begin{aligned} b_T &= -\sqrt{\left(\frac{i_{H.X.} S_T \cdot 10^{-3}}{100 U_H^2}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{H.X.} \cdot 10^{-3}}{U_H^2}\right)^2} = \\ &= -\frac{S_T \cdot 10^{-3}}{100 U_H^2} \sqrt{(i_{H.X.})^2 - \left(\frac{\Delta P_{H.X.} \cdot 100}{S_T}\right)^2} = -\frac{S_T \cdot 10^{-3}}{100 U_H^2} \sqrt{(i_{H.X.})^2 - (\Delta p_{H.X.})^2}. \end{aligned} \quad (4.13)$$

Очевидно, що друга складова підкореневого виразу у формулі (4.13) являє собою квадрат відносного значення втрат активної потужності у режимі неробочого ходу, вираженого у відсотках до номінальної потужності трансформатора, тобто

$$\Delta p_{H.X.} = \frac{\Delta P_{H.X.}}{S_T} \cdot 100. \quad (4.14)$$

Можна показати, що втрати активної потужності у режимі неробочого ходу, виражені у відсотках до номінальної потужності трансформатора, чисельно збігаються з активним струмом неробочого ходу, вираженим у відсотках до номінального струму трансформатора. Справді,

$$\begin{aligned} i'_{H.X.} &= \frac{I'_{H.X.}}{I_H} \cdot 100 = \frac{U_H g_T}{\sqrt{3} S_T \cdot 10^{-3}} \cdot \sqrt{3} U_H \cdot 100 = \\ &= \frac{U_H^2}{S_T \cdot 10^{-3}} \frac{\Delta P_{H.X.} \cdot 10^{-3}}{U_H^2} \cdot 100 = \frac{\Delta P_{H.X.}}{S_T} \cdot 100 = \Delta p_{H.X.} \end{aligned}$$

Таким чином, для визначення індуктивної поперечної провідності Г-подібної схеми заміщення силового трансформатора слід скористатися виразом

$$b_T = -\frac{i''_{н.х.} S_T \cdot 10^{-3}}{100 U_H^2}, \quad (4.15)$$

де $i''_{н.х.} = \sqrt{i_{н.х.}^2 - (i'_{н.х.})^2}$ – індуктивна складова струму неробочого ходу трансформатора.

Характерним для сучасних потужних силових трансформаторів є те, що індуктивна складова струму неробочого ходу суттєво перевищує активну складову. Це дозволяє умовно знехтувати активною складовою струму неробочого ходу та визначати індуктивну поперечну провідність за паспортним значенням повного струму неробочого ходу трансформатора, тобто вважати, що $i_{н.х.} \approx i''_{н.х.}$:

$$b_T = -\frac{i_{н.х.} S_T \cdot 10^{-3}}{100 U_H^2}. \quad (4.16)$$

Зауваження

Струм неробочого ходу для трансформаторів потужністю від 10 до 63000 кВА перебуває в межах від 4 до 0,8 %, а для більших потужностей знижується до 0,35 %.

Параметри поздовжньої вітки схеми заміщення трансформатора визначають за даними дослідження КЗ. У такому режимі вторинні обмотки трансформатора закорочені, а до первинних прикладають таку напругу, щоб струм у первинній та вторинній обмотках дорівнював номінальному. При цьому вимірюють напругу, яку прикладають до первинних обмоток, а також втрати активної потужності.

Оскільки напруга, яку прикладають до первинних обмоток трансформатора в режимі КЗ, характеризується малим значенням (приблизно 10 % від номінальної напруги первинної обмотки трансформатора) струм у контурі намагнічування також дуже малий і ним можна знехтувати. Це дозволяє спростити Г-подібну схему заміщення трансформатора та подавати його лише повздовжньою віткою, як показано на рис. 4.15.

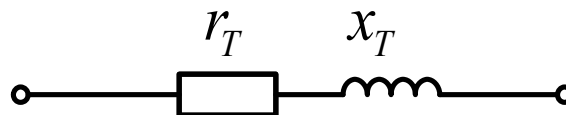


Рис. 4.15. Г-подібна схема заміщення двообмоткового силового трансформатора в дослідженні короткого замикання

У такому разі, з достатньою для інженерних розрахунків точністю, можна вважати, що в дослідженні КЗ активна потужність втрачається лише в активному опорі міді обмоток ΔP_i :

$$\Delta P_M = \Delta P_{КЗ} = 3I_{HT}^2 r \cdot 10^3.$$

Звідси

$$r_T = \frac{\Delta P_{КЗ} \cdot 10^{-3}}{3I_H^2} = \frac{\Delta P_{КЗ} U_H^2 \cdot 10^3}{S_T^2}, \quad (4.17)$$

де $\Delta P_{КЗ}$ – втрати активної потужності в дослідженні КЗ.

Множник 10^3 у формулі (4.17) визначається тим, що паспортна величина втрат активної потужності в режимі КЗ виражена у кіловатах, номінальна потужність – у кіловольтамперах, а номінальна напруга – у кіловольтах.

У режимі КЗ падіння напруги на поздовжньому опорі схеми заміщення трансформатора чисельно дорівнює напрузі, яку прикладають до його затискачів. При цьому падіння напруги містить дві складові – активну та індуктивну, які визначають за виразами:

$$U'_{КЗ} = \sqrt{3} I_H r_T = \frac{S_T}{U_H} r_T \cdot 10^{-3};$$

$$U''_{КЗ} = \sqrt{3} I_H x_T = \frac{S_T}{U_H} x_T \cdot 10^{-3},$$

де $U'_{КЗ}$, $U''_{КЗ}$ – активна та індуктивна складові напруги КЗ відповідно.

У свою чергу, модуль напруги КЗ визначають виразом

$$U_{КЗ} = \sqrt{U_{КЗ}'^2 + U_{КЗ}''^2} = \frac{S_T \cdot 10^{-3}}{U_H} \sqrt{r_T^2 + x_T^2}. \quad (4.18)$$

Напруга в досліді КЗ

$$U_{КЗ} = \frac{u_{КЗ}}{100} U_H. \quad (4.19)$$

Якщо прирівняти вирази (4.18) та (4.19), отримуємо

$$\sqrt{r_T^2 + x_T^2} = \frac{u_{КЗ}}{100} \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{S_T}.$$

Звідси

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{u_{КЗ}}{100} \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{S_T} \right)^2 - r_T^2}. \quad (4.20)$$

З урахуванням виразу (4.17) для активного повздовжнього опору формула (4.20) набуває вигляду

$$\begin{aligned} x_T &= \sqrt{\left(\frac{u_{\text{к.з.}} U_{\text{н}}^2 \cdot 10^3}{100 S_T}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{к.з.}} U_{\text{н}}^2 \cdot 10^3}{S_T^2}\right)^2} = \\ &= \frac{U_{\text{н}}^2 \cdot 10^3}{100 S_T} \sqrt{u_{\text{к.з.}}^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{S_T} \cdot 100\right)^2} = \frac{U_{\text{н}}^2 \cdot 10^3}{100 S_T} \sqrt{u_{\text{к.з.}}^2 - (\Delta p_{\text{к.з.}})^2}. \end{aligned} \quad (4.21)$$

Очевидно, що друга складова підкореневого виразу у формулі (4.21) являє собою квадрат відносного значення втрат активної потужності в режимі КЗ, виражена у відсотках до номінальної потужності трансформатора, тобто

$$\Delta p_{\text{к.з.}} = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{S_T} \cdot 100.$$

Можна показати, що втрати активної потужності в режимі КЗ, виражені у відсотках до номінальної потужності трансформатора, чисельно збігаються із активною складовою напруги КЗ, вираженою у відсотках до номінальної напруги трансформатора, тобто

$$u'_{\text{к.з.}} = \frac{U'_{\text{к.з.}}}{U_{\text{н}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} I_{\text{н}} r_T}{U_{\text{н}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3}}{U_{\text{н}}} \frac{S_T}{\sqrt{3} U_{\text{н}}} \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} U_{\text{н}}^2}{S_T^2} \cdot 100 = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{S_T} \cdot 100 = \Delta p_{\text{к.з.}}.$$

Таким чином, для визначення індуктивного повздовжнього опору Г-подібної схеми заміщення силового двообмоткового трансформатора слід скористатися виразом

$$x_T = \frac{u''_{\text{к.з.}} U_{\text{н}}^2 \cdot 10}{S_T},$$

де $u''_{\text{к.з.}} = \sqrt{u_{\text{к.з.}}^2 - (u'_{\text{к.з.}})^2}$ – індуктивна складова напруги КЗ трансформатора.

Зауважимо, що у сучасних потужних силових трансформаторах індуктивна складова напруги КЗ суттєво перевищує активну складову. Це дозволяє умовно знехтувати активною складовою та визначати індуктивний повздовжній опір за паспортним значенням повної напруги КЗ трансформатора, тобто вважати, що $u''_{\text{к.з.}} \approx u_{\text{к.з.}}$:

$$x_T = \frac{u_{\text{к.з.}} U_{\text{н}}^2 \cdot 10}{S_T}. \quad (4.22)$$

Зауваження

Для трансформатора потужністю 15 кВА реактивний опір X_T , віднесений до напруги 35 кВ, становить 6,53 Ом, а повний $Z_T = 6,54$ Ом, тому можна припустити, що $u''_{\text{к.з.}} = u_{\text{к.з.}}$.

Чим більше значення $u_{к.з.}$, тим менший струм КЗ, отже, повільніше підвищується температура обмоток, по яких протікає цей струм, і тем меншою є небезпека руйнівних механічних зусиль. Водночас чим більше значення $u_{к.з.}$, тим більша потужність розсіювання, яка збільшує втрати в конструкції та прискорює падіння напруги в обмотках. Наслідком цього є зниження ККД та потужності, що передається трансформатором.

Параметри схеми заміщення силового трансформатора можуть бути зведені до номінальної напруги первинної або вторинної обмотки. Це визначається відповідною номінальною напругою, яку підставляють у формулу для визначення параметрів схеми заміщення. У довідникових матеріалах зазвичай параметри трансформатора подають зведеними до високої номінальної напруги. Якщо потрібно, можна перерахувати ці параметри, підставивши у формули номінальної напруги обмотки НН.

Паралельною роботою двох або декількох трансформаторів називають роботу з паралельним з'єднанням не менш ніж двох основних обмоток одного з них з такою самою кількістю основних обмоток іншого трансформатора (інших трансформаторів).

У разі паралельного з'єднання однойменні затискачі трансформаторів приєднуються до одного і того самого проводу мережі.

Для правильного розподілу навантаження між трансформаторами, які працюють паралельно, пропорційно їх номінальним потужностям паралельну роботу двообмоткових трансформаторів допускають, якщо:

- 1) рівні номінальні первинні та вторинні напруги (допускається різниця коефіцієнтів трансформації не більше $\pm 0,5\%$);
- 2) тотожні групи з'єднання обмоток;
- 3) співпадають напруги КЗ (допускається відхилення не більше ніж на $\pm 10\%$ від середньої величини).

Співвідношення X/R трансформаторів, які підключаються паралельно, повинно бути однаковим, щоб уникнути роботи трансформаторів з різними коефіцієнтами потужності.

Нормальні перевантаження трансформатора визначають за допомогою коефіцієнта заповнення добового графіка K_3 з урахуванням його навантажувальної спроможності. Допустиму кратність перевантаження щодо його номінального значення визначають за діаграмою, поданою на рис. 4.16. На осі абсцис тут відкладено тривалість допустимого перевантаження, а на осі ординат – кратність перевантаження щодо номінального. На графіках подані криві для різних значень коефіцієнта заповнення добового графіка (K_3), що являє собою відношення площі, обмеженої лінією добового графіка навантаження, до площі прямокутника зі сторонами, одна з яких дорівнює абсцисі (24 год), а друга – ординаті (максимум навантаження).

В аварійних режимах допускається короточасне перевантаження трансформаторів понад номінальне значення сили струму для всіх систем охолодження, значення і тривалість якого регламентовано ДСТУ 3463-96 та ДСТУ 2767-94.

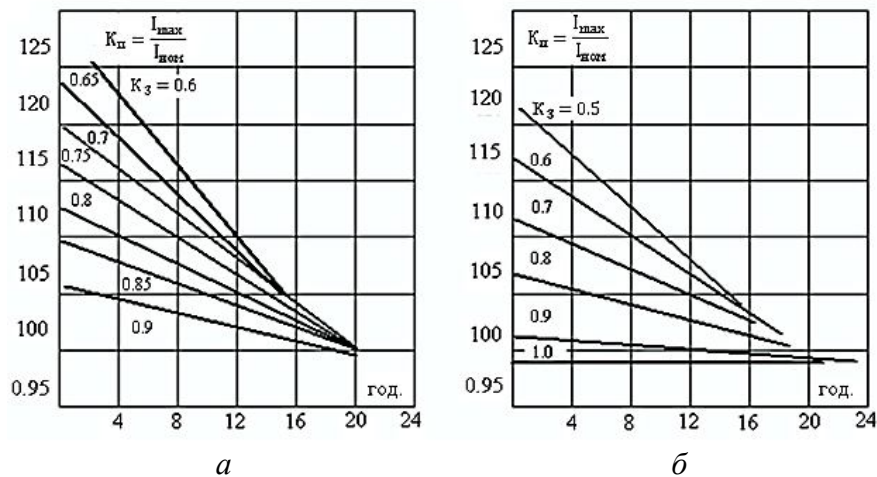


Рис. 4.16. Діаграми навантажувальної здатності трансформаторів: *а* – масляних; *б* – сухих

Якщо інше не визначено інструкціями підприємств-виробників, допускається короткочасне перевантаження трансформаторів для всіх систем охолодження незалежно від тривалості та значення попереднього навантаження і значення температури охолоджувального середовища у межах, наведених у табл. 4.6.

Таблиця 4.6. Короткочасна тривалість перевантаження трансформаторів

№ з/п	Показник	Допустимі перевантаження				
		30	45	60	75	140
1	Трансформатори масляні: перевантаження струмом, % ;					
	тривалість перевантаження, хв	120	80	45	20	10
2	Трансформатори сухі: перевантаження струмом, % ;	20	30	40	50	60
	тривалість перевантаження, хв	60	45	32	18	5

Зауваження

Наявність в обмотках трансформатора провідників, розділених діелектриком, призводить до виникнення паразитних ємностей між обмотками, шарами витків та самими витками. Моделювання цього явища проводиться введенням в схеми заміщення поздовжніх та поперечних ємностей. До поперечних відносять міжшарову та міжобмоткову ємність. До поздовжніх - міжвиткові та міжкатушкові ємності.

Дані еквівалентні ємності лише у першому наближенні вважатимуться зосередженими; насправді ці величини є розподіленими. Розподіленими є і індуктивності розсіювання. У нормальному режимі експлуатації напруга рівномірно розподіляється за обмотками, лінійно змінюючись по витках та шарах (для заземлених обмоток – від фазного значення до нуля). При різних перехідних процесах, що зв'язані з різкою зміною напруги на обмотці, починаються хвильові процеси, зумовлені розподіленими ємностями. Особливо яскраво це проявляється при грозових та комутаційних перенапругах з дуже крутим (порядку кількох мікросекунд для грозових імпульсів та кілька десятків мікросекунд для комутаційних імпульсів) переднім фронтом, такі перешкоди мають спектр із високочастотними гармоніками великої амплітуди. При цьому розподіл напруги в

початковий момент часу за обмотками стає вкрай нерівномірним і більша частина напруги падає на витках і шарах, розташованих ближче до фазних виводів, ці частини обмотки мають найбільшу вірогідність пробую, що повинно враховуватися в конструкції трансформаторів (в основному силових високовольтних). Крім того, наявність розподілених (поздовжніх і поперечних) ємностей та індуктивностей призводить до створення в трансформаторі паразитних коливальних контурів і при імпульсах напруги, що проникають в обмотку трансформатора, відбувається високочастотний загасаючий коливальний процес (у початковий період напруга буде прикладатися до витків початку обмотки, а потім розподіл напруг змінюється на протилежний і більша частка напруги вже прикладається до кінцевих витків).

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Перерахуйте паспортні дані силового трансформатора.*
2. *Які паспортні дані силового трансформатора визначають параметри поперечної вітки схеми заміщення?*
3. *Які паспортні дані силового трансформатора визначають параметри поздовжньої вітки схеми заміщення?*
4. *Наведіть вираз для визначення поперечної активної провідності схеми заміщення силового трансформатора.*
5. *Наведіть вираз для визначення поперечної індуктивної провідності схеми заміщення силового трансформатора.*
6. *Наведіть вираз для визначення поздовжнього активного опору схеми заміщення силового трансформатора.*
7. *Наведіть вираз для визначення поздовжнього індуктивного опору схеми заміщення силового трансформатора.*

ЛІТЕРАТУРА: [1, С. 80–82]; [3, С. 226–228]; [4, С. 65–67]; [7, С. 64–66]; [13, С. 36–39]; [14, С. 90–93]; [15, С. 146–149]; [18, С. 100–103, 110–111]; [19, С. 40–44]; [49, С. 39–42]; [50, С. 134–137]; [51, С. 140–144]; [52, С. 135–139].

4.5 Параметри схем заміщення триобмоткових силових трансформаторів

Під час формування електричних систем часто необхідно на одній підстанції поєднати на паралельну роботу ЕМ трьох класів номінальної напруги, наприклад районні мережі живлення напругою 110 кВ, місцеві сільські мережі напругою 35 кВ та мережі місцевих споживачів напругою 10 кВ. Для цього можна було б використати силові трансформатори двох типів: 110/35 кВ та 110/10 кВ. Проте за таких умов економічно доцільніше застосовувати триобмоткові силові трансформатори. Такі трансформатори містять по три обмотки у кожній фазі, розміщені на єдиному магнітопроводі. У результаті електрична енергія, підведена до затискачів живлячих первинних обмоток, трансформується та передається у вторинні обмотки.

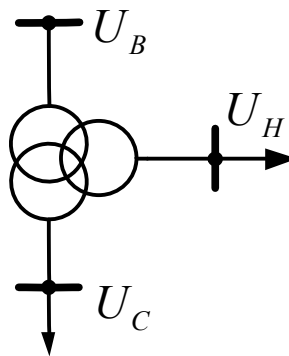
У триобмоткових трансформаторах розрізняють обмотки високої, середньої та НН. Зазвичай триобмоткові трансформатори встановлюють на

споживацьких підстанціях, де первинними живлячими обмотками є обмотки високої напруги, а вторинними – обмотки середньої та низької напруг.

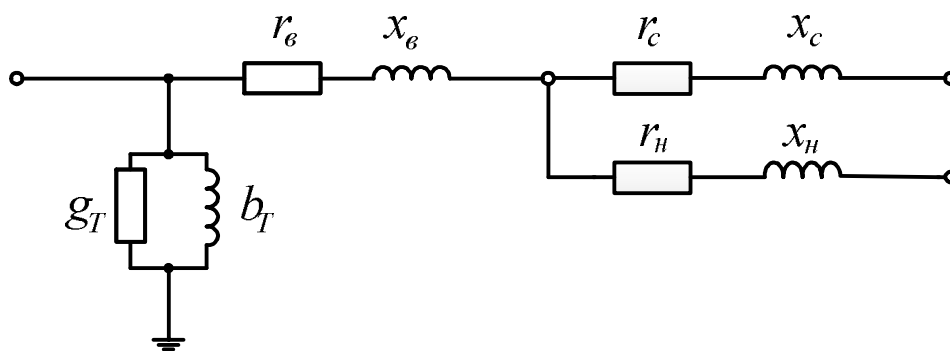
У задачах аналізу робочих режимів електричних систем триобмоткові трансформатори подають Г-подібною схемою заміщення, зображеною на рис. 4.16. Така схема містить поперечну вітку контура намагнічування та три повздовжні вітки опорів обмоток, поєднані у трипроменеву зірку.



a



б



в

Рис. 4.16. Триобмотковий силовий трансформатор типу ТДТН: *a* – загальний вигляд; *б* – умовне позначення; *в* – Г-подібна схема заміщення

Зуваження

Регулювання напруги ВН трансформаторів типу ТДТН здійснюється під навантаженням перемикаючим пристроєм (РПН) в нейтралі обмотки ВН в межах $\pm 8 \times 1,5\%$ від номінальної напруги. Регулювання напруги обмотки СН здійснюється перемиканням без збудження (ПБЗ) в межах $\pm 2 \times 2,5\%$.

Трансформатори масляні ТДТН мають остов з тристержевої шихтованої магнітної системи, зібраної з листів холоднокатаної електротехнічної сталі. Обмотки з мідного дроту циліндричні, розміщені на стрижнях остова концентрично. Лінійні і нейтральний вводи ВН, СН забезпечені трансформаторами струму. Бак силового трансформатора ТДТН забезпечується арматурою для заливки, відбору проб, слива та фільтрації трансформаторного масла, підключення системи охолодження і вакуум-насоса.

Контур намагнічування триобмоткового трансформатора, так само, як і двообмоткового, містить активну та індуктивну провідності та розміщений завжди з боку живлення трансформатора. Параметри поперечної вітки схеми заміщення триобмоткового трансформатора визначають за виразами для двообмоткового трансформатора (4.9), (4.15), (4.16).

Повздовжні вітки опорів обмоток характеризуються активними та індуктивними опорами. Параметри повздовжніх віток визначають виходячи з особливостей виконання досліджень КЗ у триобмоткових трансформаторах. Для таких агрегатів дослідження КЗ проводять для трьох пар обмоток:

1. Замикають накоротко затискачі обмоток СН та подають живлення до затискачів обмоток ВН;
2. Замикають накоротко затискачі обмоток НН та подають живлення до затискачів обмоток ВН;
3. Замикають накоротко затискачі обмоток НН та подають живлення до затискачів обмоток СН.

Таким чином, паспортні дані триобмоткових трансформаторів містять інформацію про три пари характеристик досліджень КЗ між обмотками високої та середньої, високої та низької, а також середньої та низької напруг. Такі характеристики дозволяють визначити суми опорів послідовно увімкнених відповідних пар обмоток трансформатора.

Втрати активної потужності в дослідженнях КЗ визначають активні опори обмоток відповідно до виразів:

$$\begin{aligned} r_B + r_C &= \frac{\Delta P_{К.В-С} U_T^2 10^3}{S_T^2}; \\ r_B + r_H &= \frac{\Delta P_{К.В-Н} U_T^2 10^3}{S_T^2}; \\ r_C + r_H &= \frac{\Delta P_{К.С-Н} U_T^2 10^3}{S_T^2}, \end{aligned} \quad (4.23)$$

де r_B , r_C , r_H – активні опори обмоток високої, середньої та низької напруг відповідно; $\Delta P_{К.В-С}$, $\Delta P_{К.В-Н}$, $\Delta P_{К.С-Н}$ – втрати активної потужності в дослідженнях КЗ між обмотками високої та середньої, високої та нижчої, середньої та низької напруг відповідно.

Вирази (4.23) отримані за аналогією з виразом (4.17) для двообмоткового трансформатора.

Для визначення активного опору обмотки ВН із суми перших двох виразів (4.23) слід відняти третій:

$$2r_B = \frac{(\Delta P_{К.В-С} + \Delta P_{К.В-Н} - \Delta P_{К.С-Н}) U_T^2 10^3}{S_T^2}$$

або

$$r_B = \frac{0,5(\Delta P_{К.В-С} + \Delta P_{К.В-Н} - \Delta P_{К.С-Н})U_T^2 10^3}{S_T^2} = \frac{\Delta P_{К.В} U_T^2 10^3}{S_T^2},$$

де $\Delta P_{К.В} = 0,5(\Delta P_{К.В-С} + \Delta P_{К.В-Н} - \Delta P_{К.С-Н})$ – фіктивне значення втрат активної потужності в обмотці ВН трансформатора.

У загальному випадку вираз для визначення активних опорів обмоток триобмоткових трансформаторів можна подати у вигляді

$$r_i = \frac{\Delta P_{Кi} U_T^2 10^3}{S_T^2}, \quad (4.24)$$

де i – індекс поточної обмотки трансформатора; $\Delta P_{Кi}$ – фіктивні значення втрат активної потужності трансформатора в i -й обмотці:

$$\begin{aligned} \Delta P_{К.В} &= 0,5(\Delta P_{К.В-С} + \Delta P_{К.В-Н} - \Delta P_{К.С-Н}); \\ \Delta P_{К.С} &= 0,5(\Delta P_{К.В-С} + \Delta P_{К.С-Н} - \Delta P_{К.В-Н}) = \Delta P_{К.В-С} - \Delta P_{К.В}; \\ \Delta P_{К.Н} &= 0,5(\Delta P_{К.В-Н} + \Delta P_{К.С-Н} - \Delta P_{К.В-С}) = \Delta P_{К.В-Н} - \Delta P_{К.В}. \end{aligned} \quad (4.25)$$

Конструктивне виконання більшості сучасних триобмоткових трансформаторів передбачає однакові значення втрат активної потужності у всіх дослідженнях КЗ. Для таких трансформаторів активні опори обмоток знаходять за виразом

$$r_B = r_C = r_H = \frac{\Delta P_{КЗ} U_T^2 10^3}{2S_T^2} = 0,5r_T. \quad (4.26)$$

Очевидно, що вираз (4.26) є окремим випадком виразів (4.24) за умови однакових значень втрат активної потужності у дослідженнях КЗ:

$$\Delta P_{К.В-С} = \Delta P_{К.В-Н} = \Delta P_{К.С-Н} = \Delta P_{КЗ}.$$

Щоб обчислити індуктивні опори обмоток триобмоткових трансформаторів, треба наперед розрахувати фіктивні значення напруг КЗ кожної з обмоток за виразами, аналогічними (4.25):

$$\begin{aligned} u_{К.В} &= 0,5(u_{К.В-С} + u_{К.В-Н} - u_{К.С-Н}); \\ u_{К.С} &= 0,5(u_{К.В-С} + u_{К.С-Н} - u_{К.В-Н}) = u_{К.В-С} - u_{К.В}; \\ u_{К.Н} &= 0,5(u_{К.В-Н} + u_{К.С-Н} - u_{К.В-С}) = u_{К.В-Н} - u_{К.В}, \end{aligned}$$

де $u_{К.В-С}$, $u_{К.В-Н}$, $u_{К.С-Н}$ – напруги в дослідженнях КЗ між обмотками високої та середньої, високої та нижчої, середньої та низької напруг відповідно.

Зауваження

Одне зі значень напруг КЗ значно менше від двох інших за абсолютною величиною. Найчастіше це $u_{к.с}$ або $u_{к.с-н}$. Це пояснюється конструктивним виконанням трансформатора. Обмотки на магнітопроводі трансформатора розміщені концентрично, тому магнітне поле обмотки, яка перебуває між двома іншими обмотками, фактично повністю компенсується магнітними полями цих обмоток. У практичних розрахунках величину U_k цієї обмотки вважають рівною нулю.

Індуктивні опори обмоток триобмоткових трансформаторів визначають за типовим виразом

$$x_i = 10u_{ki} \frac{U_T^2}{S_T}, \quad (4.27)$$

де i – індекс, що відповідає поточній обмотці трансформатора ($i = ВН, СН, НН$); $u_{ki} \%$ – фіктивне значення напруги КЗ у відсотках для відповідної обмотки трансформатора.

Часто одне з фіктивних значень напруги КЗ (зазвичай обмотки СН, інколи – НН) виявляється близьким до нуля або навіть від'ємним. За таких умов слід взяти нульове значення індуктивного опору відповідної обмотки трансформатора.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Які трансформаторами називають триобмотковими?*
2. *Наведіть схему заміщення силового триобмоткового трансформатора.*
3. *Як визначають параметри поперечної вітки триобмоткового трансформатора?*
4. *У чому полягає особливість досліджень КЗ силового триобмоткового трансформатора?*
5. *Наведіть вирази для фіктивних значень втрат активної потужності в дослідженнях КЗ для окремих обмоток триобмоткового трансформатора.*
6. *Наведіть вирази для фіктивних значень напруг в дослідженнях КЗ для окремих обмоток триобмоткового трансформатора.*
7. *Наведіть вирази для визначення активних опорів обмоток триобмоткового трансформатора за однакових та різних значень втрат активної потужності в дослідженнях КЗ.*
8. *Наведіть вирази для визначення індуктивних опорів обмоток триобмоткового трансформатора.*

ЛІТЕРАТУРА: [1, С. 83–85]; [3, С. 228–230]; [4, С. 66–68]; [7, С. 66–72]; [13, С. 39–41]; [14, С. 93–95]; [15, С. 152–154]; [18, С. 103–106]; [19, С. 44–49]; [50, С. 137–138]; [51, С. 144–147]; [52, С. 139–143].

4.6 Параметри схем заміщення триобмоткових трансформаторів зі скороченими обмотками

В ЕМ енергосистем експлуатують силові триобмоткові трансформатори, виконані за застарілими стандартами, одна або обидві вторинні обмотки яких розраховані на меншу потужність, ніж номінальна потужність трансформатора. Справа у тому, що енергія, яка надходить на первинну обмотку ВН трансформатора, розподіляється між вторинними обмотками середньої та низької напруг. Очевидно, що потужності вторинних обмоток триобмоткового трансформатора завжди менші від потужності первинної обмотки. Це означає, що в триобмоткових трансформаторах вторинні обмотки працюють у недовантаженому режимі навіть за номінального навантаження первинної обмотки, що свідчить про можливість конструктивного виконання вторинних обмоток трансформатора, розрахованих на потужність, меншу за номінальну потужність трансформатора. Такі агрегати називають трансформаторами зі скороченими обмотками. Виготовляли такі трансформатори із співвідношенням потужностей обмоток 100:100:66,7 та 100:66,7:66,7 у відсотках до номінальної потужності трансформатора.

Для трансформаторів зі скороченими обмотками для розрахунку параметрів схем заміщення слід враховувати особливості виконання досліджень КЗ. Справа у тому, що в дослідженнях КЗ на затискачі первинних обмоток подають таку напругу, щоб у ланцюзі вторинних обмоток протікав номінальний струм саме вторинної обмотки. Оскільки потужність вторинної обмотки може різнитися від потужності первинної обмотки, струм первинної обмотки в такому режимі не буде відповідати номінальному струму трансформатора. Тому для визначення параметрів схеми заміщення триобмоткових силових трансформаторів зі скороченими обмотками слід заздалегідь звести параметри дослідів КЗ до номінальної потужності трансформатора.

Для трансформаторів, в яких скороченою є лише обмотка НН (наприклад, трансформатори зі співвідношенням потужностей обмоток 100:100:66,7), слід використовувати такі вирази для перерахунку значень втрат активної потужності та напруги КЗ:

$$\Delta P'_{\text{к.в-н}} = \Delta P_{\text{к.в-н}} \frac{S_{\text{т}}^2}{S_{\text{н.н.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.в-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}^2};$$

$$\Delta P'_{\text{к.с-н}} = \Delta P_{\text{к.с-н}} \frac{S_{\text{т}}^2}{S_{\text{н.н.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.с-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}^2};$$

$$u'_{\text{к.в-н}} = u_{\text{к.в-н}} \frac{S_{\text{т}}}{S_{\text{н.н.}}} = \frac{u_{\text{к.в-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}};$$

$$u'_{\text{к.с-н}} = u_{\text{к.с-н}} \frac{S_{\text{т}}}{S_{\text{н.н.}}} = \frac{u_{\text{к.с-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}},$$

де $\alpha_{\text{н.н.}} = S_{\text{н.н.}}/S_{\text{т}}$ – коефіцієнт, який визначає співвідношення потужності скороченої обмотки та номінальної потужності трансформатора.

Для триобмоткових трансформаторів зі співвідношенням потужностей обмоток ВН:СН:НН 100:100:66,7, і враховуючи те, що опір обмоток обернено пропорційний їх потужності, активний опір ділянки схеми, що заміщає обмотку потужністю 66,7 % від номінальної, визначають з виразу

$$r_{\text{т}(66,7)} = \frac{100}{66,7} r_{\text{т}(100)} = 1,5 r_{\text{т}(100)},$$

де $r_{\text{т}(100)}$ – активний опір ділянки схеми, навантаженої номінальною потужністю та обчисленої за співвідношенням (4.26).

Для триобмоткових трансформаторів із двома скороченими вторинними обмотками (наприклад, трансформатори зі співвідношенням потужностей обмоток 100:66,7:66,7) перерахунку підлягають параметри досліджень КЗ між обмотками високої та середньої й високої та низької напруг. Щоб знайти втрати активної потужності та напруги КЗ слід використовувати вирази

$$\Delta P'_{\text{к.в-с}} = \Delta P_{\text{к.в-с}} \frac{S_{\text{т}}^2}{S_{\text{с.н.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.в-с}}}{\alpha_{\text{с.н.}}^2};$$

$$\Delta P'_{\text{к.в-н}} = \Delta P_{\text{к.в-н}} \frac{S_{\text{т}}^2}{S_{\text{н.н.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.в-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}^2};$$

$$u'_{\text{к.в-с}} = u_{\text{к.в-с}} \frac{S_{\text{т}}}{S_{\text{с.н.}}} = \frac{u_{\text{к.в-с}}}{\alpha_{\text{с.н.}}};$$

$$u'_{\text{к.в-н}} = u_{\text{к.в-н}} \frac{S_{\text{т}}}{S_{\text{н.н.}}} = \frac{u_{\text{к.в-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}},$$

де $\alpha_{\text{с.н.}} = S_{\text{с.н.}}/S_{\text{т}}$; $\alpha_{\text{н.н.}} = S_{\text{н.н.}}/S_{\text{т}}$ – коефіцієнти, які визначають співвідношення потужностей скорочених обмоток (середньої та НН) та номінальної потужності трансформатора.

Для триобмоткових трансформаторів зі співвідношенням потужностей обмоток 100:66,7:66,7 активний опір ділянки схеми (Ом), що заміщує обмотку з номінальною потужністю 100 %, визначають не за виразом (4.26), а за співвідношенням

$$r_{\text{т}(100)} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} U_{\text{т}}^2}{1,83 S_{\text{т}}^2 10^{-3}}.$$

Після перерахунку значень втрат потужності та напруг КЗ активні та індуктивні опори обмоток трансформаторів визначають за виразами (4.24) й (4.27).

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Які електроустановки називають трансформаторами зі скороченими обмотками?
2. У чому полягає особливість досліджень КЗ трансформаторів зі скороченими обмотками?
3. Наведіть вирази для перерахунку паспортних даних трансформаторів зі скороченими обмотками до номінальної потужності трансформатора.

ЛІТЕРАТУРА: [1, С. 90]; [3, С. 67]; [5, С. 71–72]; [15, С. 156–157]; [51, С. 144–146]; [52, С. 145–146].

4.7 Параметри схем заміщення силових трансформаторів із розщепленими обмотками

Конструктивне виконання деяких типів силових трансформаторів передбачає виконання обмотки НН розщепленою на дві або три однакові по потужності частини (електрично розділені і з різними виводами), які в сумі дорівнюють номінальній потужності трансформатора. У цьому полягає основна відмінність трансформаторів з розщепленими обмотками від триобмоткових трансформаторів, у яких сумарна потужність обмоток СН і НН завжди більше потужності обмоток ВН. На рис. 4.17 наведено загальний вигляд двохобмоткового силового трансформатора з розщепленою вторинною обмоткою.

Як відмічалось вище, за допомогою таких трансформаторів можна організувати живлення ЕМ від декількох генераторів електростанції або роздільне живлення секцій розподільних пристроїв споживацьких підстанцій.

Зауваження

Трансформатори з розщепленими обмотками дозволяють спростити схему ВРП високої напруги. Широке поширення трансформатори з розщепленими обмотками низької напруги отримали в схемах живлення власних потреб великих ТЕС з блоками 200...1200 МВт, а також на понижувальних підстанціях з метою обмеження струмів КЗ. Трифазні двообмоткові трансформатори з розщепленими обмотками НН є основним типом трансформаторів потужних приймальних підстанцій напругою 110...220 кВ.

Трансформатори з розщепленими обмотками можуть працювати за двома схемами увімкнення: із поєднаними паралельно обмотками НН та з роздільним увімкненням розщеплених обмоток.

У першому випадку схема заміщення трансформатора та її параметри повністю збігаються зі схемою заміщення звичайного двообмоткового трансформатора, показаною на рис. 4.13. Така схема увімкнення не дозволяє

використовувати конструктивні переваги трансформаторів з розщепленими обмотками.



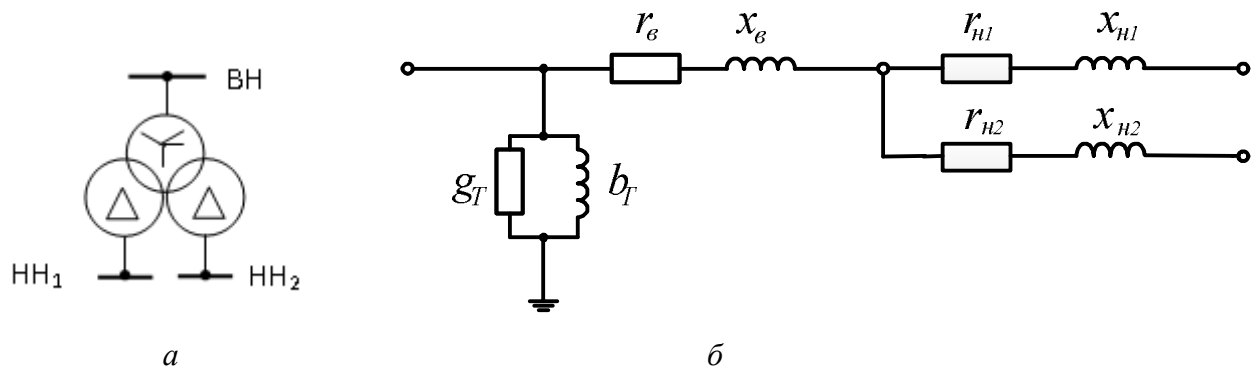
Рис. 4.17. Загальний вигляд двообмоткового силового трансформатора з розщепленою вторинною обмоткою типу ТРДН -40000/110/10/10

Для другої схеми увімкнення трансформатора з розщепленими обмотками схему заміщення зображено на рис. 4.18, де використано такі позначення: r_B , x_B – активний та індуктивний опори обмотки ВН; r_{H1} , r_{H2} , x_{H1} , x_{H2} – активні та індуктивні опори розщеплених обмоток НН, зведені до номінальної напруги обмотки ВН.

Параметри поперечної вітки контура намагнічування схеми заміщення трансформатора з розщепленими обмотками розраховують так само, як і для звичайних двообмоткових трансформаторів за виразами (4.9) та (4.15) або (4.16). Таку вітку завжди розміщено з боку живлення трансформатора.

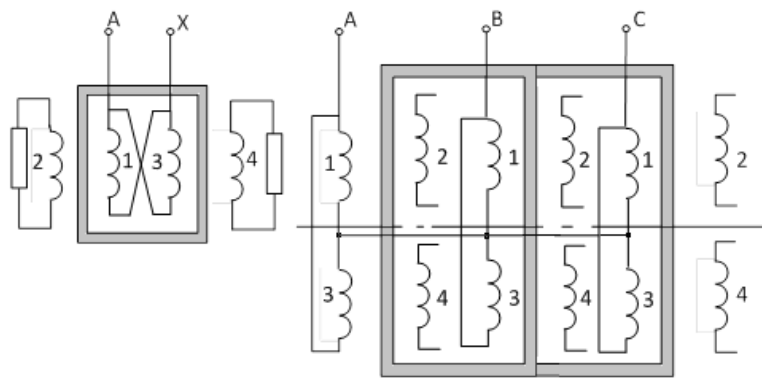
Визначення параметрів поздовжніх віток схеми заміщення трансформаторів із двома розщепленими обмотками ґрунтується на таких міркуваннях. Оскільки потужність кожної із розщеплених обмоток НН дорівнює половині (50 %) потужності обмотки ВН, для активних опорів обмоток трансформатора можна записати співвідношення

$$r_{H1} = r_{H2} = 2r_B \cdot \quad (1.28)$$

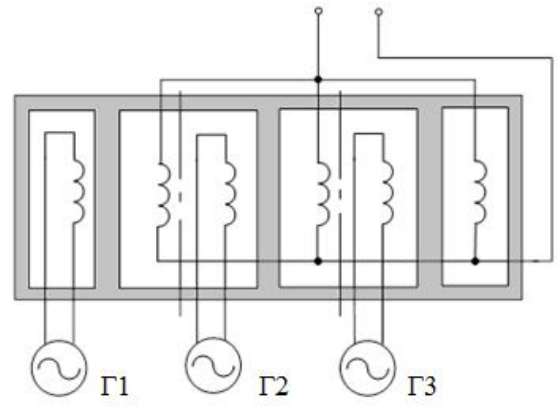


a

б



в



г

Рис. 4.18. Трансформатор із розщепленими обмотками: *a* – умовне позначення; *б* – Г-подібна схема заміщення силового трансформатора із розщепленими обмотками; *в* – однофазний та трифазний з обмоткою, розщепленою на дві; *г* – підвищувальний трифазний з обмоткою, розщепленою на три

За паралельного поєднання розщеплених обмоток НН трансформатор працює як звичайний двообмотковий трансформатор, активний та індуктивний опори якого становлять

$$r_T = r_B + \frac{r_{H1}r_{H2}}{r_{H1} + r_{H2}}; \quad (4.29)$$

$$x_T = x_B + \frac{x_{H1}x_{H2}}{x_{H1} + x_{H2}},$$

де r_T і x_T визначають за виразами (4.17) та (4.22) для двообмоткових трансформаторів.

З першого рівняння (4.28) та співвідношення (4.29) випливає, що

$$r_B = 0,5r_T;$$

$$r_{H1} = r_{H2} = r_T.$$

Для трансформаторів з розщепленими обмотками з достатньою інженерною точністю можна вважати, що індуктивний опір обмотки ВН дорівнює нулю ($x_B = 0$). Тоді з другого рівняння (4.29) випливає, що

$$x_{H1} = x_{H2} = 2x_T.$$

Зауваження

Щоб визначити індуктивні опори обмоток, потрібно враховувати розміщення обмоток на магнітопроводі, тобто вплив їх магнітних полів.

Так, для групи однофазних трансформаторів:

$$x_B = 0 \quad \text{і} \quad x_{H1} = x_{H2} = 2x_T.$$

Для трифазних трансформаторів за розміщення обмоток одна над іншою:

$$x_B = 0,125x_T \quad \text{і} \quad x_{H1} = x_{H2} = 1,75x_T.$$

Конструктивне виконання деяких силових трансформаторів передбачає розщеплення обмотки НН на три частини, потужність кожної з яких становить 33,3 % від номінальної потужності трансформатора. Для таких трансформаторів параметри поздовжніх гілок схеми заміщення слід визначити за виразами:

$$r_B = 0,5r_T;$$

$$r_{H1} = r_{H2} = r_{H3} = 1,5r_T;$$

$$x_B = 0;$$

$$x_{H1} = x_{H2} = x_{H3} = 3x_T,$$

де r_T та x_T знаходять за виразами (4.17) та (4.22) для двообмоткових трансформаторів.

Перевагою трансформаторів з розщепленою обмоткою є збільшення реактивного опору між вітками, що дозволяє обмежувати струм КЗ на стороні НН. Тому понижувальні трансформатори з розщепленими обмотками мають значне поширення. Підвищувальні трансформатори з розщепленими обмотками застосовують рідко – їх використовують на електростанціях, коли кілька

генераторів доцільно під'єднати до одного трансформатора. У цьому випадку кількість розщеплених обмоток трансформатора має відповідати кількості генераторів, що їх підключено.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Які трансформаторами називають трансформаторами з розщепленими обмотками?
2. Назвіть переваги використання трансформаторів з розщепленими обмотками.
3. За якими схемами можуть працювати трансформатори з розщепленими обмотками?
4. Наведіть схему заміщення силового трансформатора з розщепленими обмотками.
5. Наведіть вирази для визначення активних та індуктивних опорів обмоток трансформаторів з розщепленими обмотками.

ЛІТЕРАТУРА: [3, С. 230–232]; [13, С. 42–45]; [15, С. 150–152]; [18, С. 106–108]; [19, С. 55–58]; [50, С. 138–139].

4.8 Параметри схем заміщення силових автотрансформаторів

Автотрансформатор – це трансформатор, дві або більше обмоток якого гальванічно пов'язані так, що вони мають спільну частину. Обмотки АТ пов'язані як електрично, так і магнітно, тобто передавання енергії від первинного кола до вторинного відбувається через магнітний потік і безпосередньо по електричному колу.

В ЕМ вищих класів номінальної напруги, особливо надвисокої номінальної напруги, часто використовують силові АТ.

На рис. 4.19 проказано три однофазні силові АТ 750/330 кВ та трифазний 330/110 кВ.

Особливість конструктивного виконання АТ полягає в наявності гальванічного зв'язку між обмотками за рахунок того, що вторинна обмотка є частиною первинної обмотки, як схематично зображено на рис. 4.20. Обмотка ВН складається із двох частин: послідовної, якою протікає тільки струм ВН I_1 , та загальної обмотки, якою протікають протилежно спрямовані струми високої та середньої напруги, тобто їх різниця I_0 .

Частину обмотки АТ, яка є спільною для поєднаних ЕМ різних класів номінальної напруги, називають загальною обмоткою. Наявність загальної обмотки дозволяє суттєво покращити масогабаритні та техніко-економічні показники АТ порівняно із силовими двообмотковими трансформаторами. Зазначимо, що через обмеження масогабаритних показників трансформаторів в ЕМ надвисокої номінальної напруги можна використовувати лише АТ.



а



б

Рис. 4.19. Силовий автотрансформатор: а – три однофазні 750/330 кВ; б – трифазний 330/110 кВ

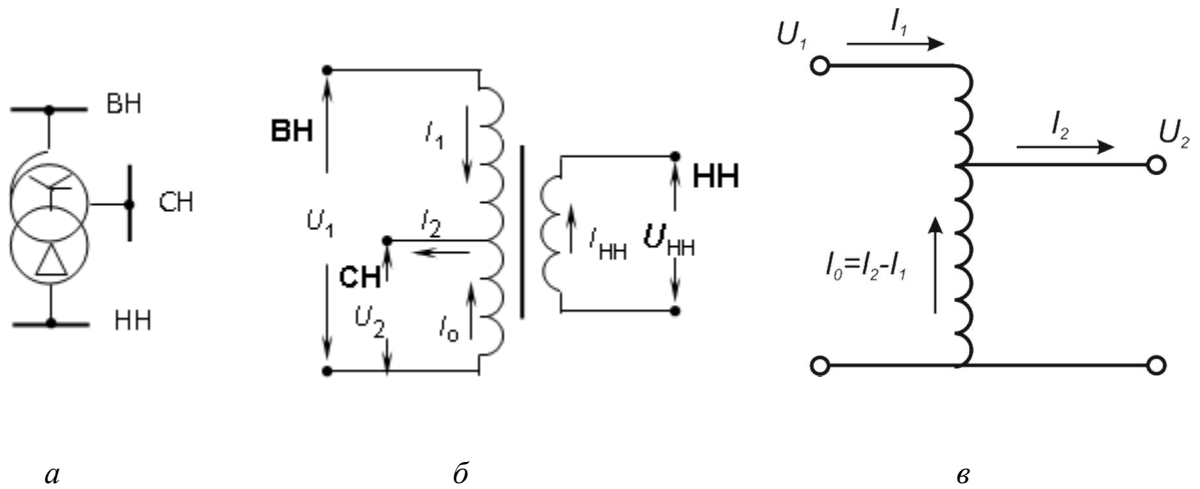


Рис. 4.20. Автотрансформатор: а – умовне позначення; б, в – електрична принципова схема однофазного автотрансформатора

Однією з основних характеристик силових трансформаторів є їх коефіцієнт трансформації, який чисельно дорівнює відношенню кількості витків первинної і вторинної відповідно:

$$k_T = \frac{W_1}{W_2}.$$

Якщо знехтувати падіннями напруги на обмотках трансформатора, то умовно можна вважати, що коефіцієнт трансформації дорівнює відношенню ВН та НН відповідно:

$$k_T \approx U_1 / U_2.$$

Сучасні конструкції силових трансформаторів та АТ дозволяють змінювати робочу кількість витків обмоток і, таким чином, регулювати напруги в електричній мережі, підключеній до вторинних обмоток трансформатора. Таке регулювання може бути автоматичним за допомогою пристроїв регулювання без розриву ланцюга навантаженням (РПН) або неавтоматичним за допомогою пристрою переключення без збудження (ПБЗ). Зазначимо, що останній спосіб регулювання потребує відключення трансформатора від мережі й тому його використовують лише для сезонного регулювання напруги.

Для поєднання на паралельну роботу ЕМ надвисокої номінальної напруги зазвичай використовують силові АТ.

Схема заміщення АТ містить поперечну вітку контура намагнічування та три повздовжні вітки опорів обмоток, поєднані у трипроменеву зірку аналогічно триобмотковому трансформатору (рис. 4.16).

Додатковою характеристикою АТ є *типова (розрахункова) потужність*, тобто потужність спільної обмотки (належить як до ВН так і до НН), яка і визначає габарити, втрати та вагу АТ.

Номінальна (прохідна) потужність – це та потужність, на яку він розрахований за умовою нагріву, тобто це гранична потужність, що може бути передана через АТ на стороні ВН.

Розрахункова потужність АТ значно менша від прохідної, тобто тієї, яку він може передати реально, що і визначає зменшення витрат матеріалів та втрат потужності.

Типова потужність характеризує потужність, яка передається електромагнітним шляхом через обмотки, що зв'язані електрично. Це потужність, на яку розрахована загальна обмотка СН, тобто та потужність, коли б обмотки АТ працювали електрично роздільно у режимі трансформатора:

$$S_T = \sqrt{3} I_{ВН} U_{ВН} (1 - U_{СН} / U_{ВН}).$$

Розглянемо принципову схему АТ. Спільною обмоткою агрегату протікає струм, який чисельно дорівнює різниці струмів первинної і вторинної обмоток:

$$\dot{I}_0 = \dot{I}_2 - \dot{I}_1.$$

У разі нехтування кутами повороту векторів струму і напруги первинної та вторинної обмоток, зумовлених втратами активної потужності неробочого ходу і КЗ трансформатора, сумарна потужність загальної обмотки (*типова потужність*) АТ становить

$$\begin{aligned} S_T &= \sqrt{3}U_2(I_2 - I_1) = \sqrt{3}U_2I_2\left(1 - \frac{I_1}{I_2}\right) = \\ &= S_H\left(1 - \frac{1}{k_T}\right) = S_Hk_B, \end{aligned} \quad (4.30)$$

де $k_T = \frac{I_2}{I_1} = \frac{U_B}{U_{CH}}$ – коефіцієнт трансформації АТ; k_B – коефіцієнт вигідності.

Загальну обмотку розраховують на струм, менший від номінального струму АТ, що визначається на стороні вищої напруги. Розрахункова потужність цієї обмотки звичайно менша за номінальну потужність АТ і є *типовою* потужністю.

З аналізу виразу (4.30) можна зробити висновок про те, що типова потужність АТ завжди менша від номінальної потужності силового триобмоткового трансформатора того ж класу номінальної напруги і тієї ж номінальної потужності. Це призводить до зниження маси, габаритних розмірів і втрат активної потужності в АТ. Конструкція АТ дає можливість передавати через АТ потужність, більшу тієї, на яку розраховують її обмотки.

Коефіцієнт, який визначає зниження типової потужності АТ, у технічній літературі називають коефіцієнтом вигідності:

$$k_B = 1 - \frac{1}{k_T}. \quad (4.31)$$

Обернена величина $1/k_B$ вказує, у скільки разів вигідніше застосовувати АТ порівняно із силовим триобмотковим трансформатором такої самої номінальної потужності.

З аналізу виразу (4.31) випливає, що чим ближчі класи номінальної напруги обмоток АТ, тим менший коефіцієнт вигідності, а отже, тим більшим буде зниження типової потужності АТ (табл. 4.6). Наприклад, за співвідношень номінальних напруг 330/220 кВ, 500/330 кВ, 750/500 кВ коефіцієнти вигідності АТ становлять близько 0,33, тобто типова потужність АТ виявляється приблизно в три рази меншою від потужності силового триобмоткового трансформатора. Водночас за співвідношення номінальних напруг обмоток АТ 750/110 кВ коефіцієнт вигідності становить 0,85, тобто типова потужність АТ знижується лише на 15 % порівняно з номінальною потужністю силового

триобмоткового трансформатора. Це означає, що зниження масогабаритних характеристик силових АТ щодо силових трансформаторів тієї самої потужності буде тим більшим, чим ближчі номінальні напруги поєднаних електричних систем.

Силові АТ зазвичай комплектують третьою обмоткою НН, від якої здійснюють живлення власних потреб підстанцій, а також місцевих споживачів. Такі обмотки пов'язані з обмотками ВН за допомогою електромагнітного зв'язку. Чинні технічні умови на силові АТ передбачають виконання агрегатів з номінальною напругою 220 кВ та вище з обмотками НН потужністю 50, 40 або 25 % від номінальної потужності АТ.

Автотрансформатори можуть працювати в автотрансформаторному, трансформаторному і комбінованих режимах. При роботі в АТ-режимі потужність передається із системи ВН у систему СН або навпаки, і для перетворення напруги використовують не лише магнітний зв'язок між обмотками, а також їх пряме та зустрічне вмикання. У трансформаторному режимі автотрансформатор передає тільки типову потужність від обмотки ВН до обмотки НН, оскільки осердя і обмотки НН розраховані на типову потужність. При роботі в комбінованому режимі до третинної обмотки АТ приєднується навантаження (на стороні НН).

Зауваження

Обмотка НН (третинна) з'єднується в трикутник і створює коло з малим опором для протікання струму нульової послідовності та струмів гармонік, кратних до третьої, чим запобігається спотворення синусоїдності напруги. Обмотка НН при цьому не навантажена. Тобто вона є допоміжною і служить для замикання струмів третьої гармоніки, запобігаючи їх появі в лініях та забезпечує компенсацію струмів нульової послідовності, що приводить до вирівнювання фазних напруг за несиметричних режимів.

Таблиця 4.7. Характеристики автотрансформаторів надвисокої напруги

Співвідношення напруг	Коефіцієнт трансформації	Коефіцієнт вигідності
330/110	3,0	0,67
330/150	2,2	0,54
330/220	1,5	0,33
500/110	4,5	0,78
500/220	2,3	0,56
500/330	1,5	0,34
750/110	6,8	0,85
750/220	3,4	0,71
750/330	2,3	0,56
750/500	1,5	0,33

Потужність обмотки низької напруги також дорівнює типовій, якщо її використовують для живлення навантаження. Якщо цю обмотку використовують як компенсвальну, її потужність становить 3...15 %

номінальної потужності АТ і розраховують тільки за її електродинамічною та термічною стійкістю.

Активні та індуктивні опори обмоток АТ, так само, як і трансформаторів, визначають за даними КЗ. Але в АТ під час КЗ обмотки НН, що розрахована на типову потужність, напруга піднімається до значення струму в цій обмотці, що відповідає типовій потужності, а не номінальній. Під час КЗ на стороні СН напруга на стороні ВН піднімається до значення, за якого струм у послідовній обмотці досягає значення, що визначає номінальну потужність АТ.

У паспортні дані АТ входять втрати КЗ на пару обмоток, причому значення $\Delta P_{K(b-c)}$ віднесено до номінальної потужності, а два інші значення $\Delta P_{K(b-n)}$, $\Delta P_{K(c-n)}$ у деяких випадках віднесено до типової потужності. Те саме стосується і напруг КЗ. Тому при розрахунку опорів всі значення мають бути зведені до номінальної потужності АТ:

$$\begin{aligned} \Delta P'_{K(b-n)} &= \Delta P_{K(b-n)} S_{\text{НОМ}}^2 / S_T^2; & \Delta P'_{K(c-n)} &= \Delta P_{K(c-n)} S_{\text{НОМ}}^2 / S_T^2; \\ u'_{K(b-n)} &= u_{K(b-n)} S_{\text{НОМ}} / S_T; & u'_{K(c-n)} &= u_{K(c-n)} S_{\text{НОМ}} / S_T. \end{aligned} \quad (4.32)$$

Втрати активної потужності КЗ обмоток АТ визначають аналогічно триобмотковому трансформатору:

$$\begin{aligned} \Delta P_{K.B} &= 0,5 (\Delta P_{K.B-C} + \Delta P_{K.B-H} - \Delta P'_{K.C-H}); \\ \Delta P_{K.C} &= 0,5 (\Delta P_{K.B-C} + \Delta P_{K.C-H} - \Delta P'_{K.B-H}) = \Delta P_{K.B-C} - \Delta P_{K.B}; \\ \Delta P_{K.H} &= 0,5 (\Delta P'_{K.B-H} + \Delta P'_{K.C-H} - \Delta P_{K.B-C}) = \Delta P_{K.B-H} - \Delta P_{K.B}. \end{aligned}$$

Для розрахунку робочих режимів електричних систем силові АТ моделюють Г-подібними схемами заміщення так само, як і звичайні силові триобмоткові трансформатори. Довідникова інформація про скорочені обмотки АТ зазвичай містить дані про зведені до номінальної потужності АТ параметри досліджень КЗ.

До основних переваг АТ порівняно з трансформаторами такої ж потужності можна віднести менші витрати матеріалів (міді, сталі, ізоляційних матеріалів), менші втрати потужності й більший ККД, легші умови охолодження, менші габарити, що дозволяє робити транспортабельні АТ більшої потужності (рис.4. 21), аніж трансформатори.



Рис. 4.21. Транспортування автотранспортом корпусу автотрансформатора з осереддям та обмотками до місця установки

Зауваження

В однофазному АТ потужністю 40 МВА втрати потужності у сталі та обмотках становлять 211 кВА, а у відповідному трансформаторі – 373 кВА. Вага сталі осереддя та обмоток АТ – 27 т, а трансформатора – 58 т.

Недоліками АТ порівняно із трансформаторами є необхідність глухого заземлення нульової точки, що призводить до збільшення струмів КЗ, низькі величини $U_{к.з.}$, що також призводить до збільшення струмів КЗ, а отже, до збільшення динамічних дій на обмотки, складніший процес регулювання напруги, велика небезпека атмосферних перенапруг унаслідок електричного зв'язку обмоток.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Які агрегати називають силовими АТ?*
2. *Наведіть принципову схему АТ.*
3. *Назвіть переваги та сфери використання силових АТ.*
4. *Дайте визначення типової потужності АТ.*
5. *Поясніть сутність коефіцієнта вигідності АТ.*
6. *Наведіть схему заміщення силового АТ.*
7. *Поясніть вигідність застосування силових АТ для поєднання на паралельну роботу ЕМ близьких класів номінальної напруги.*

ЛІТЕРАТУРА: [1, С. 87–90]; [3, С. 232–234]; [4, С. 68–70]; [7, С. 66–72]; [15, С. 155–157]; [18, С. 108]; [19, С. 49–54]; [24, С. 227–230]; [28, С. 256–259]; [50, С. 139–140]; [51, С. 147–151]; [52, С. 143–146].

РОЗДІЛ 5

ДЖЕРЕЛА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Джерелами електричної енергії в ЕЕС є електричні станції, призначені для перетворення механічної, теплової, ядерної, сонячної, вітрової та інших видів енергії в електричну.

Первинними джерелами енергії на ЕС є енергія органічного палива, ядерна енергія, енергія руху води у річках, морях та океанах, енергія вітру, сонця, тепла енергія землі тощо.

Енергоресурси, які використовують на ЕС, поділяють на такі:

- відновлювальні джерела енергії (ВДЕ);
- не відновлювальні джерела енергії.

До невідновлювальних енергоресурсів відносять енергію органічного палива (газ, мазут, вугілля), а також ядерне паливо.

До відновлювальних енергоносіїв відносять механічну енергію потоків річок, морських хвиль та припливів, теплову енергію внутрішніх шарів Землі, енергію сонячного випромінювання, енергію вітру.

Розширення сфери електрифікації та декарбонізація є двома суттєвими змінами, які створюють значні проблеми з надійністю для планування та експлуатації електромережі. У новому портфоліо джерел живлення домінують відновлювані джерела енергії на основі інверторів, які чутливі до широкомасштабних і тривалих погодних умов і інформаційно відокремлені від енергосистеми. Ця прогнозована суміш ресурсів буде поводитися зовсім інакше, ніж традиційна синхронна генерація, яка домінувала в минулому і була тісно пов'язана з енергосистемою. Оскільки технологія генерації минулого покоління замінюється, необхідні фундаментальні зміни в розумінні генеруючої потужності, енергопостачання та потреб у обслуговуванні навантаження.

5.1 Електричні станції

На ЕС енергію ресурсів або безпосередньо перетворюють на електричну енергію, або спочатку перетворюють у теплову енергію перегрітої пари, а потім – в електричну енергію.

Відповідно до типу енергоносія та способу його перетворення на електричну енергію електричні станції поділяють на теплові, атомні, гідравлічні, вітрові, сонячні та інші.

В ОЕС України на 2020 р. експлуатують 14 ТЕС, 7 ГЕС, 3 гідроаккумуляційні електростанції (ГАЕС), 4 АЕС та 97 ТЕЦ установленою потужністю 53,0425 тис. МВт.

На *теплових електричних станціях* теплову та електричну енергію виробляють через спалення органічних видів палива. Відповідно до типу

первинних двигунів ТЕС поділяють на паротурбінні, газотурбінні, парогазові та дизельні електричні станції.

На *паротурбінних станціях* енергію спалювання органічного палива перетворюють у теплову енергію перегрітої пари, яку в парогенераторах перетворюють на електричну енергію. Такі станції, у свою чергу, поділяють на:

- *конденсаційні електричні станції* (КЕС);
- *теплофікаційні електричні станції* (ТЕЦ).

Узагальнену схему теплової конденсаційної станції показано на рис. 5.1.

Особливість ТЕЦ полягає у тому, що вони, окрім електричної енергії, виробляють теплову енергію у вигляді гарячої води й пари для забезпечення потреб промислових підприємств та комунально-побутового сектору.

Принципову технологічну схему роботи ТЕЦ опалювального типу зображено на рис. 5.2.

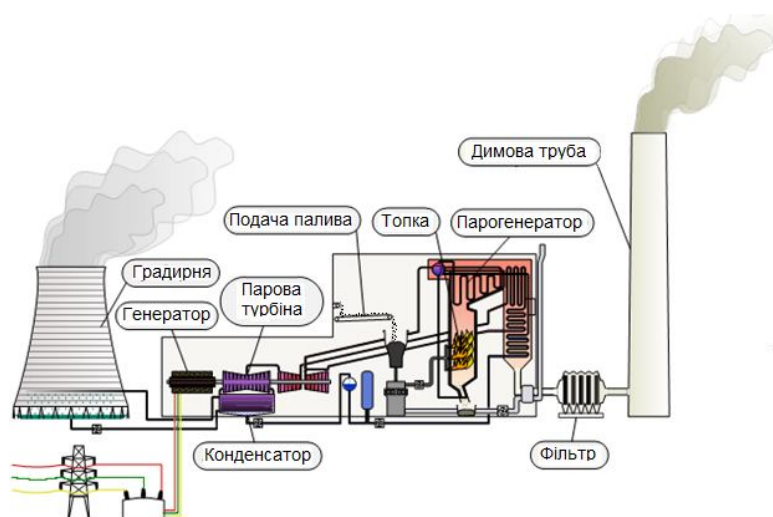
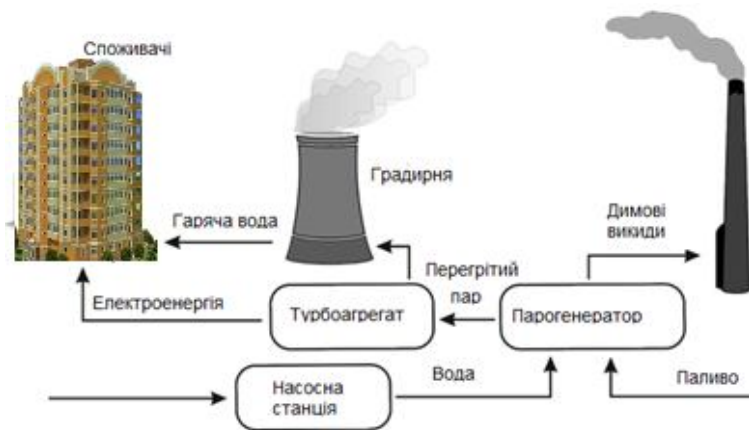


Рис. 5.1. Технологічна схема теплової конденсаційної станції

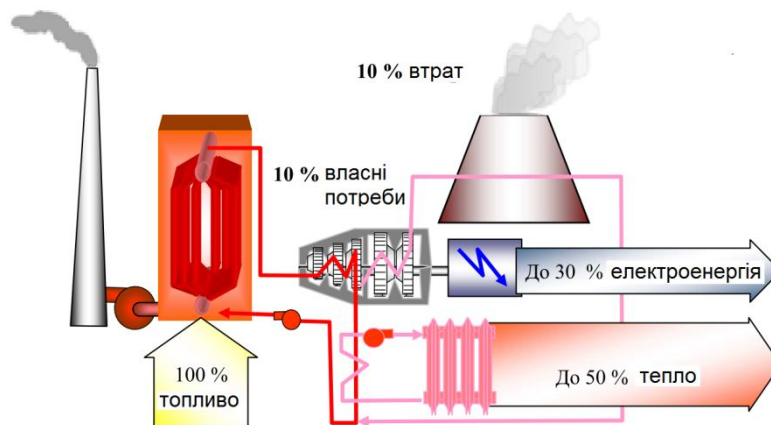
Для забезпечення економічності КЕС і ТЕЦ та зниження собівартості електричної енергії такі ЕС виконують з агрегатами великої потужності. Так, потужності КЕС становлять 1000 МВт та більше.

Додаткове використання теплової енергії ТЕЦ дозволяє підвищити їх ККД до 60...65 % проти 40 % у КЕС. Слід також зважати на те, що ТЕЦ зазвичай працюють за вимушеним графіком, який залежить від вимог теплових споживачів.

До класу паротурбінних теплових станцій можна віднести також атомні електричні станції АЕС (рис. 5.3 а, б). Енергоносіями на таких станціях є радіоактивні ізотопи, розщеплення ядер яких супроводжується виділенням великої кількості тепла. Далі ця енергія перетворюється в теплову енергію перегрітої пари, і наприкінці – в електричну енергію. ККД складає 45...50 % (одноконтурна схема).



а



б

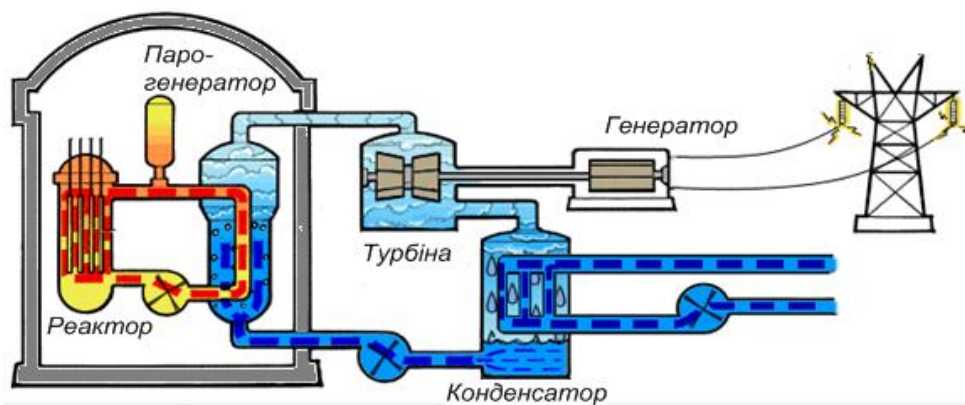
Рис. 5.2. Технологічна схема роботи теплофікаційної електричної станції опалювального типу: *а* – структурні елементи; *б* – структура втрат

Для забезпечення високої радіаційної надійності на АЕС використовують багатоконтурне (дво-, інколи – триконтурне) перетворення енергії перегрітої пари.

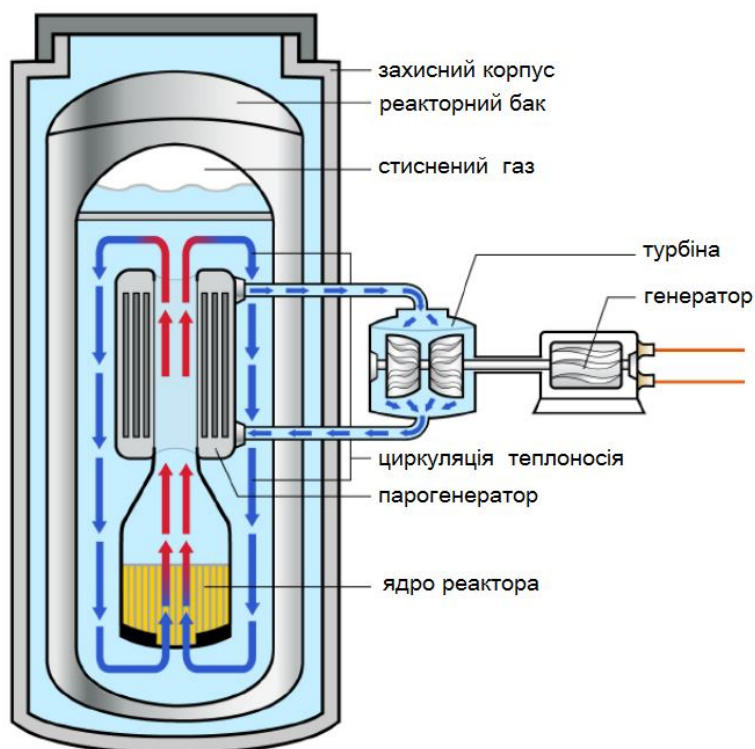
На теперішній час актуальними є малі модульні реактори (Small modular reactors, SMR) з організацією керованої самопідтримуваної ланцюгової реакції поділу низькозбагаченого урану потужністю 5...400 МВт. На рис. 5.3 *в, г* показано принципові схеми роботи АЕС із двоконтурним реактором та малого модульного реактора.



a



б



в



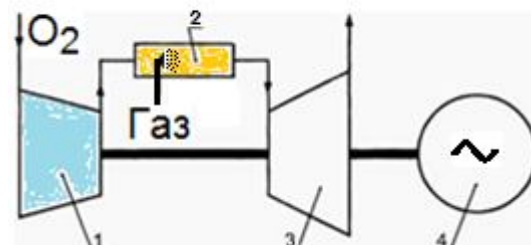
г

Рис. 5.3. Атомна електрична станція: *a* – загальний вигляд; *б* – технологічна схема роботи; *в* – технологічна схема роботи SMR; *г* – загальний вигляд малого модульного реактора SMR

Газотурбінною (ГТС) називають електричну станцію, в якій органічне паливо (газ) спалюють в камері згоряння і потік розжарених газів з температурою більше 500 °С подають безпосередньо в турбіну генератора (рис. 5.4).



a



1 – компресор; 2 – камера горіння газу;
3 – турбіна; 4 – генератор

б

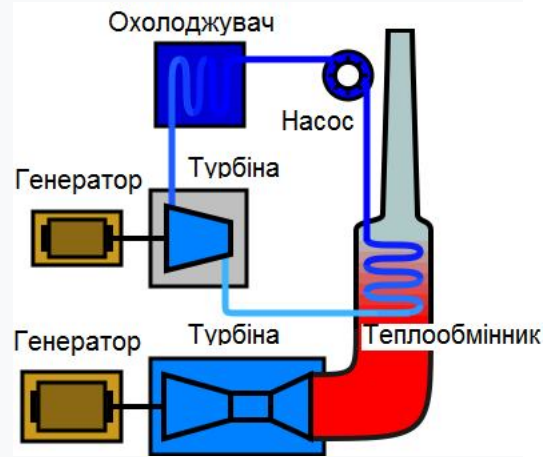
Рис. 5.4. Газотурбінна електрична станція: *a* – загальний вигляд;
б – технологічна схема роботи

Така технологія виключає необхідність проміжного перетворення енергії палива в теплову енергію пари. Газотурбінні електростанції мають високу маневреність та відносно малу потужність агрегатів з часом запуску з «холодного стану» до 15 хвилин. Разом з тим ГТС характеризуються відносно високим споживанням палива та шумовим забрудненням середовища. ККД складає 28...42 %.

Парогазові електричні станції (ПГС) суміщають у конструкції технології паротурбінних та газотурбінних агрегатів, що дозволяє суттєво підвищити ККД таких станцій і досягти рівня 60 % (рис. 5.5). З виходу газової турбіни продукти згоряння потрапляють в паросилову установку, в котел-утилізатор, де нагрівають воду і водяна пара, що утворюється, має достатню температуру для того, щоб використовувати в паровій турбіні (температура димових газів близько 500 °С дозволяє отримувати перегріту пару при тиску близько 100 атмосфер). Парова турбіна приводить у дію другий електрогенератор.

Дизельні електричні станції використовують рідке паливо, що спалюють у дизельних двигунах, які обертають ротори генераторів. Такі станції характеризуються малою потужністю, їх застосовують для живлення автономних споживачів, а також для організації резервного живлення споживачів особливо важливої категорії. ККД складає 25...45 %.

Принцип роботи *гідралічних електростанцій* оснований на перетворенні механічної енергії руху води річок в електричну енергію. Напір води на турбінах ГЕС створюється за допомогою гребель або деривації. На рис. 5.6 показано розріз греблі (технологічну схему) ГЕС.



a

б

Рис. 5.5. Парогазова електрична станція: *a* – загальний вигляд; *б* – технологічна схема роботи

Гідравлічні ЕС характеризуються такими технічними особливостями:

- використанням відновлюваних природних ресурсів енергії водотоку річок;
- високим ККД, який перевищує 90 %;
- великою маневреністю, яка обмежена лише запобіганням гідравлічного удару по лопатках гідротурбіни;
- часом запуску до 90 секунд;
- низькою собівартістю електроенергії.

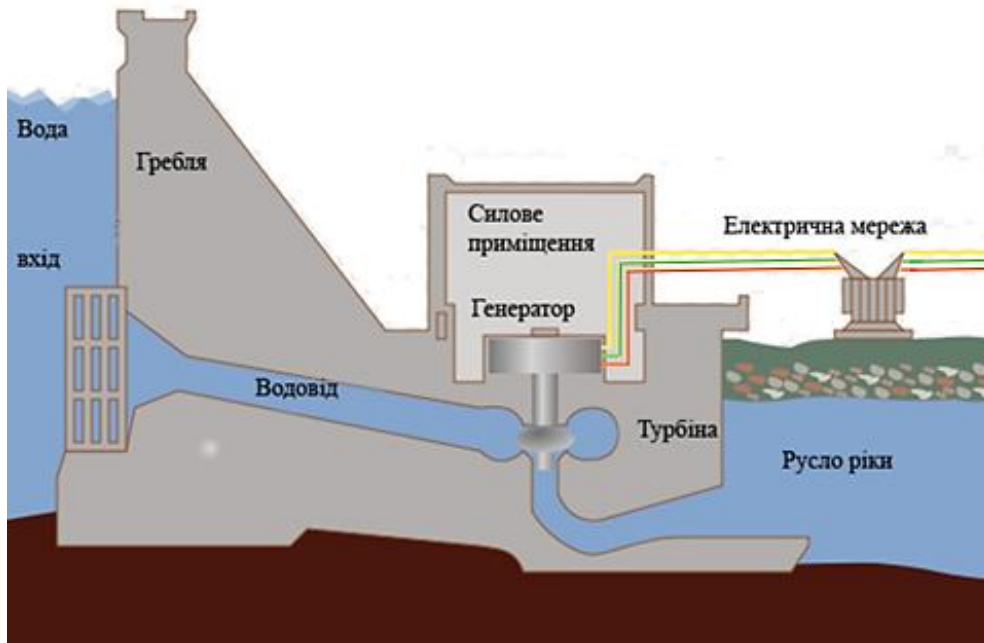


Рис. 5.6. Поперечний розріз греблі гідроелектростанції

На *гідроакumuлюючих електричних станціях* встановлюють двонаправлені силові агрегати (рис.5.7). Така станція може працювати у двох режимах – генераторному та насосному. В режимі генерації енергія потоку

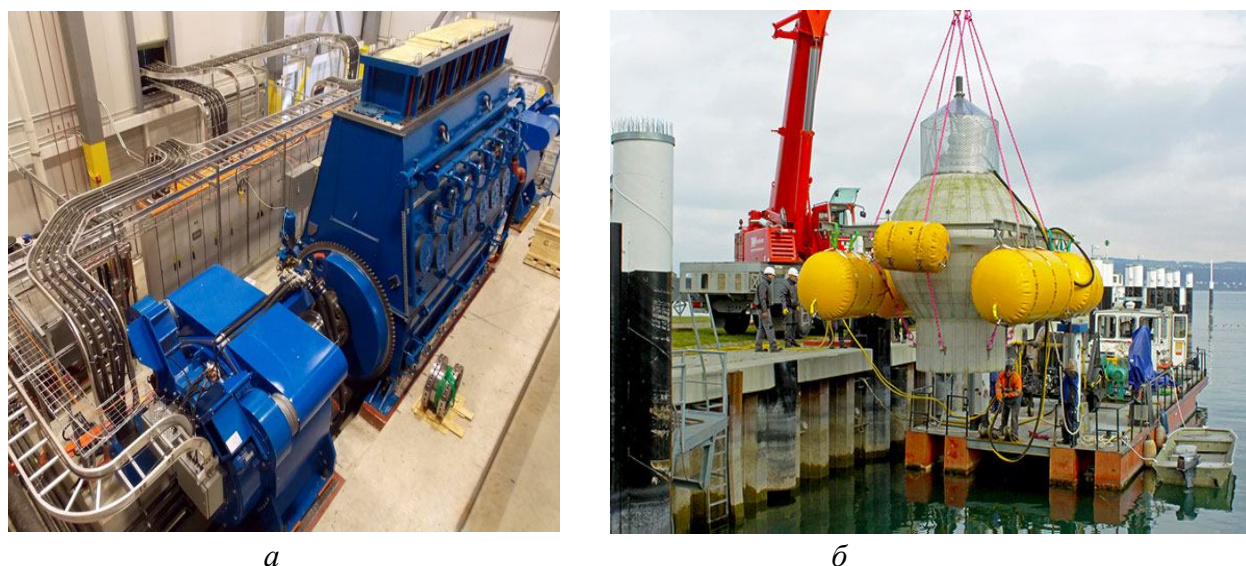
води з верхнього басейну в нижній перетворюється в електричну енергію так само, як і на звичайній ГЕС. У насосному режимі вода з нижнього водоему (ріки) перекачується у верхній басейн (озеро) для створення запасу потенціальної енергії води завдяки перепаду висот б'єфів.



Рис. 5.7. Гідроакумулююча електростанція

Використання ГАЕС дозволяє ефективно регулювати режими роботи енергосистем та енергооб'єднань. В режимах малих навантажень (зазвичай у нічний період) надлишкова електрична енергія споживається насосами ГАЕС та перетворюється у потенціальну енергію води верхнього басейну. Далі, у період максимальних навантажень, енергія води верхнього басейну перетворюється в електричну енергію та передається в електричну систему.

За аналогічним принципом працюють *повітряно-акумулювальні газотурбінні електричні станції* (ПАГТУ). На рис. 5.8 показано загальний вигляд такої ЕС. Такі станції в насосному режимі закачують повітря у резервуари з надлишковим тиском. У генераторному режимі стиснене повітря додається до природного газу, який спалюють в ГТУ. Додавання стисненого повітря дозволяє знизити витрати палива, підвищити потужність та ККД такої станції.



а

б

Рис. 5.8. Повітряно-акумулювальна електростанція: а – наземного базування; б – підводного

Теплові, атомні та гідравлічні ЕС відносять до класу *традиційних*. На сьогодні більшу частку електричної енергії виробляють на традиційних ЕС. Інші способи виробництва електроенергії відносять до *нетрадиційних*, або *альтернативних*. Основними серед них є вітрові, сонячні, геотермальні, приливні, хвильові та інші ЕС.

На *вітрових електричних станціях* (ВЕС) кінетичну енергію вітру перетворюють на електричну енергію. ВЕС поділяють на два основні типи: з горизонтальною віссю обертання (НАОТ), рис. 5.9 *а*; з вертикальною віссю обертання (ВАОТ), рис.5.9 *б*.

ВЕС з горизонтальною віссю обертання – найбільш поширений тип вітроустановок, в яких провідний вал ротора розташований горизонтально відносно землі. Вітрогенератор такого типу має лопаті, які встановлені на верхній частині башти установки. Кількість лопатей у колесі вітряка варіюють від одної до п'ятдесяти. Вітряки з великою кількістю лопатей зазвичай працюють при низьких швидкостях обертання, на відміну від вітряків з малою кількістю лопатей (дві, три), які повинні обертатися з високою швидкістю, щоб максимально «охопити» вітрові потоки, що проходять через площу ротора.

ВЕС з вертикальною віссю обертання – перспективний тип вітроустановок, в яких провідний вал ротора розташований вертикально. Електростанція з вертикальним вітрогенератором простіша при виготовленні, монтажу та обслуговуванні, оскільки в такій конструкції не потрібно орієнтуватися на напрям вітру і навантаження на конструкцію набагато менше.



а



б

Рис. 5.9. Основні типи конструкцій ВЕС: *а* – з горизонтальною віссю обертання; *б* – з вертикальною віссю обертання

На рис. 5.10 наведено основні елементи конструкції ВЕС з горизонтальною віссю обертання.

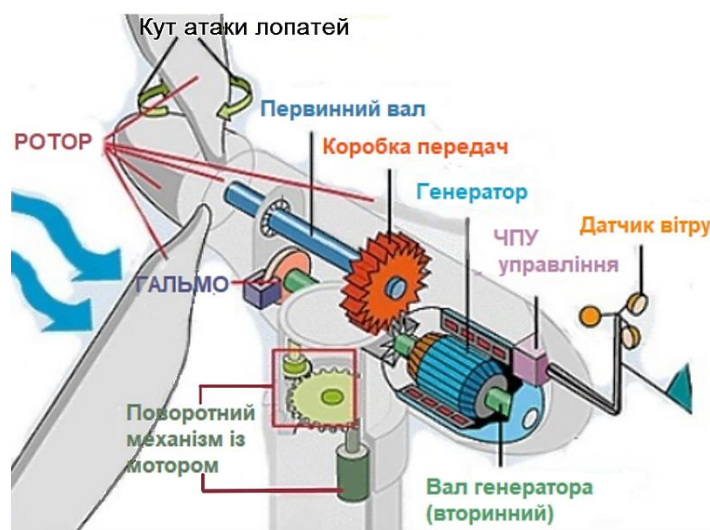


Рис. 5.10. Основні елементи конструкції ВЕС з горизонтальною віссю обертання

На рис. 5.11 показано сучасні найбільш поширені вітрові електростанції, що розміщені на поверхні землі (рис. 5.11 а), у морі (рис. 5.11 б, в) та над поверхнею в повітрі (рис. 5.11 г, д).

На рис. 5.11 в зображено електростанцію, яка, на відміну від традиційних вітрогенераторів, які мають три лопаті та центральну коробку передач, має іншу конструкцію: турбіна Keuka – це шарнір з алюмінієвих лопатей, закріплений на плавучій V-подібній платформі, що містить рідке повітря. Електроенергія зріджує повітря майже до $-200\text{ }^{\circ}\text{C}$, а потім зберігає його за низького тиску. Енергія вітру розкручує турбіну і нагнітає рідке повітря до високого рівня тиску. Коли вітру немає, рідке повітря нагрівається до газового стану і газ приводить у рух вітрову турбіну.

На рис. 5.11 г показано вітрову турбіну потужністю 600 кВт (повітряний «змій»), яка прикріплена до буя (на глибинах у сотні метрів). Виводиться на висоту до 500 м самостійно й далі переходить у режим генерації.

Сонячні електричні станції (СЕС) перетворюють на теплову енергію сонячного випромінювання, сфокусованого за допомогою системи дзеркал на парогенератор ($T = 566\text{ }^{\circ}\text{C}$). Далі у паровій турбині теплова енергія перетворюється на електричну. На рис. 5.12 показано структурні елементи сучасної СЕС.

Останнім часом значного поширення набули СЕС із безпосереднім перетворенням енергії сонячного випромінювання на електричну енергію за допомогою фотоелементів.

Геотермальні електростанції (ГЕОТЕС) для виробництва електричної енергії використовують теплову енергію внутрішніх шарів Землі. На рис. 5.13 показано ГЕОТЕС та схему геотермального теплопостачання з використанням агресивних геотермальних вод.

На *приливних електростанціях* на електрику перетворюється енергія приливів морів та океанів. Для виробництва електричної енергії використовують енергію морських течій і коливань на *приливних* (рис. 5.14 а, б) та *хвильових ЕС* (рис. 5.14 в). Останнім часом значного поширення отримали *ТЕС на біопаливі*. На таких станціях спалюють біогаз, який виробляють з органічних відходів.

На рис. 5.15 подано діаграму співвідношення встановлених потужностей ЕС різних типів в ОЕС України та обсягів виробництва ними електричної енергії в Україні.



а



б



в



г

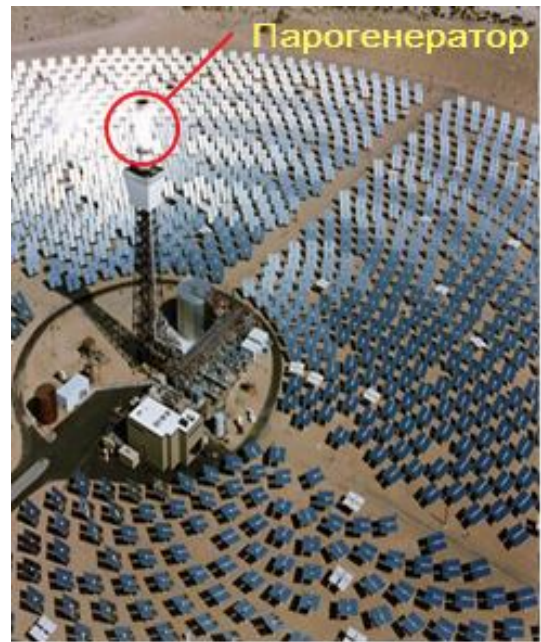


д

Рис. 5.11. Вітрові електричні станції: а – наземні; б, в – офшорні морські; г, д – повітряні



a

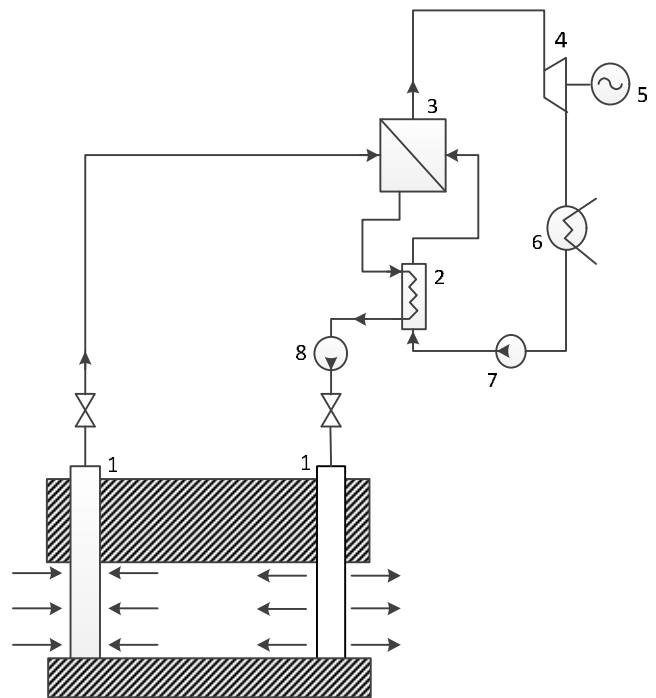


б

Рис. 5.12. Сонячна електрична станція: *a* – безпосереднього перетворення; *б* – теплофікаційна (17 000 дзеркал, 165-метрова башта з парогенератором, $T = 566\text{ }^{\circ}\text{C}$)

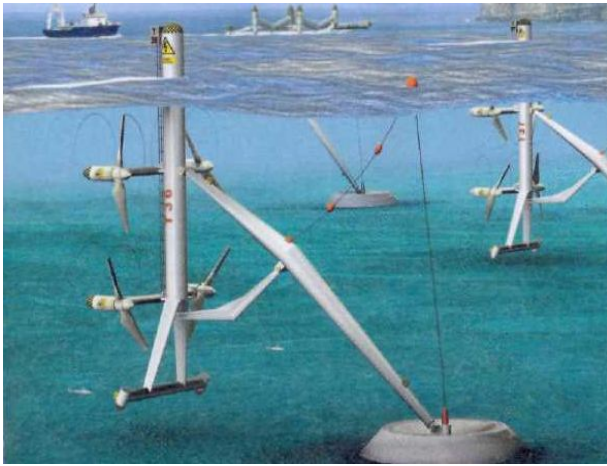


a

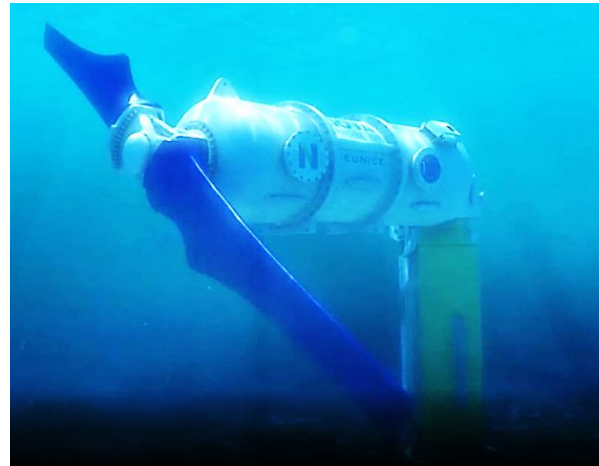


б

Рис. 5.13. Геотермальна електростанція: *a* – загальний вигляд; *б* – структурна схема двоконтурної ГЕОТЕС (1 – свердловина; 2 – теплообмінник; 3 – парогенератор; 4 – турбіна; 5 – електрогенератор; 6 – конденсатор з повітряним охолодженням; 7 – конденсатна живильна помпа; 8 – нагнітальна помпа)



а



б



в

Рис. 5.14. Електростанції: *а, б* – приливна; *в* – хвильова

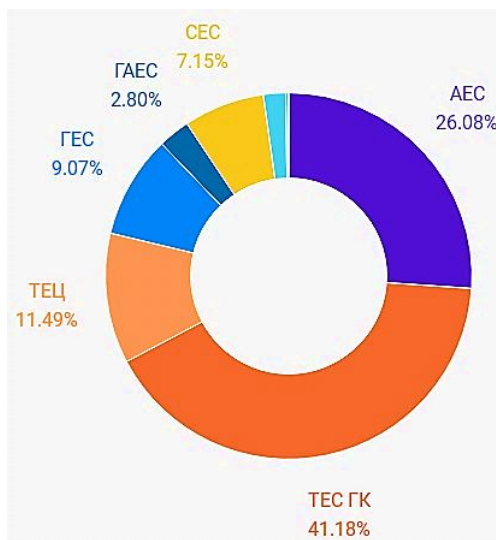
З діаграми на рис. 5.15 видно, що більша частка електричної енергії генерується на теплових, атомних та гідравлічних ЕС. Використання традиційних ЕС, які використовують викопне паливо підземних недр, пов'язане із рядом негативних факторів.

Так, ТЕС споживають запаси органічного палива, які є обмеженими та в досяжному майбутньому будуть повністю виснажені. Спалення органічного палива на ТЕС супроводжується споживанням кисню та викидами шкідливих речовин, зокрема оксидів сірки та азоту, і теплової енергії в атмосферу. Також потрібно вирішувати проблему з утилізацією золи, шлаків та інших відходів енергетичного виробництва.

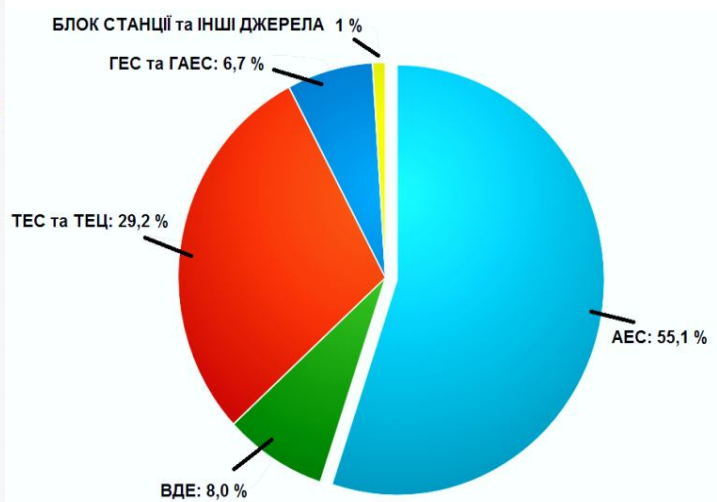
Атомні ЕС використовують ядерне паливо, запаси якого у природі більші, ніж органічного, проте все одно є обмеженими. Між тим атомна енергетика пов'язана із ризиками радіаційного забруднення внаслідок можливих техногенних катастроф, на кшталт аварій на Чорнобильській АЕС у 1986 р. та на АЕС Фукусіма-1 у 2011 р. Також суттєвою є проблема утилізації відпрацьованого ядерного палива та інших радіоактивних відходів.



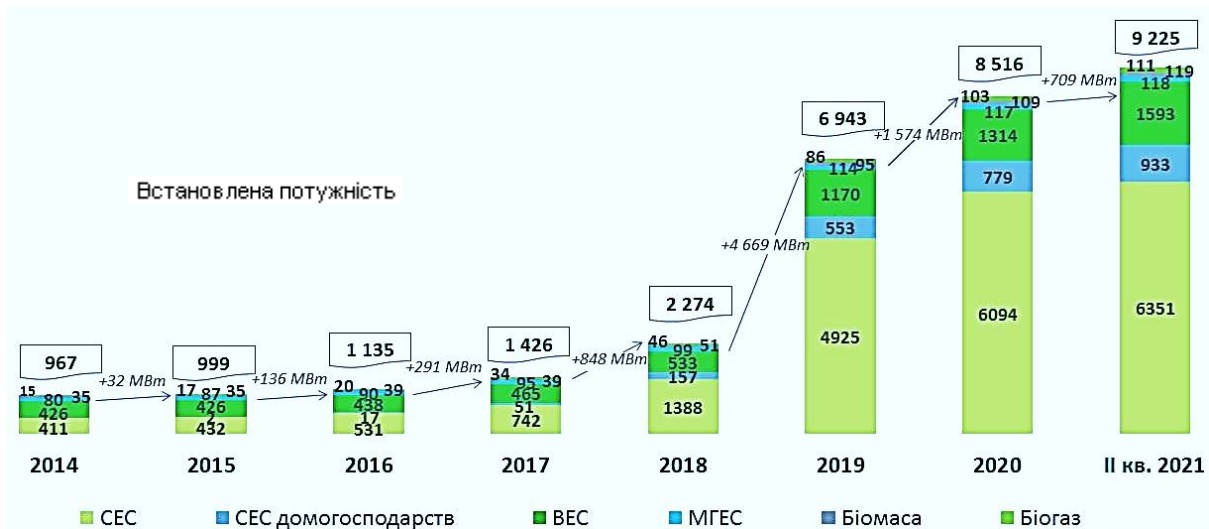
а



Встановлена потужність
б



2021 рік
Частка виробництва
в



г

Рис. 5.15. Встановлені потужності та виробництво електроенергії ЕС України: а – 2010 р.; б, в – 2021 р.; г – встановлена потужність відновлюваних джерел 2014...2021 рр.

Гідралічні ЕС певною мірою є екологічно чистими, оскільки не споживають природних запасів, їх робота не пов'язана із шкідливими викидами. Між тим створення штучних водосховищ пов'язане зі змінами клімату в районі спорудження ГЕС та суттєвими впливами на екосистеми у великих регіонах. Крім того, незважаючи на велику надійність будівель гребель ГЕС, завжди залишаються ризики техногенних аварій із катастрофічними наслідками, як, наприклад, з Каховською ГЕС.

На нетрадиційні (альтернативні) джерела електричної енергії, представлені вітроенергетикою та СЕС, припадає вкрай мала частка у загальній структурі електроенергетичного виробництва в Україні. На сьогодні розвиток альтернативної енергетики є пріоритетним напрямом в Україні та світі через обмеження й виснаження традиційних енергоресурсів, а також вкрай негативний вплив на довкілля ТЕС, АЕС.

Між тим не можна говорити про абсолютну екологічну безпеку нетрадиційних ЕС. Так, наприклад, робота ВЕС пов'язана із низькочастотним шумовим забрудненням, яке негативно впливає на здоров'я людини, змушує птахів уникати районів спорудження ВЕС тощо.

Слід також зважати на те, що робочі потужності вітрових, сонячних та інших нетрадиційних ЕС визначаються метеорологічними умовами, зокрема швидкістю вітру, сонячною активністю, приливами морів та океанів, активністю морських хвиль тощо. Це свідчить про неможливість на сьогодні суттєвого заміщення ЕС на традиційних енергоресурсах альтернативними. Сфера застосування таких ЕС полягає у забезпеченні живлення окремих побутових споживачів та невеликих господарств. За умови недостатності електричної енергії, за несприятливих метеорологічних умов дефіцит покривається за рахунок зовнішньої енергосистеми. Навпаки, за сприятливої погоди надлишки електроенергії надходять в енергосистему.

У сучасному світі зростання споживання електроенергії та зміна кліматичних умов ставлять перед суспільством виклик забезпечення сталого та екологічно чистого виробництва електроенергії. Для багатьох країн, особливо у Європейському Союзі, перехід до стійких та екологічно чистих джерел енергії з пріоритетом декарбонізації став визначальним.

Процес декарбонізації електроенергетики в напрямку вуглецевонейтральної Європи відбувається високими темпами. Дві третини електроенергії вироблено в Європі протягом 2021 року без викидів вуглецю. Частка відновлюваних джерел енергії становить 40 % від загального обсягу виробництва, тоді як виробництво електроенергії на основі копалин зменшилось на 18 %.

До 2030 р. кількість країн Євросоюзу, у яких не буде вугільної генерації, зросте до 21. Така тенденція буде продовжуватись і надалі.

До 2030 р. ЄС планує виробляти до 80 % без використання земних копалин. При цьому 60 % електрики буде вироблятись на основі ВДЕ.

Одним із ключових напрямків ЄС є створення офшорної мережі з вітровими електростанціями. Плани Євросоюзу на майбутні роки щодо розвитку офшорної вітроенергетики є досить значними. Головна задача – це створення Об'єднаної офшорної вітростанції. Цей амбіційний проект передбачає співпрацю країн-членів Євросоюзу для побудови мережі офшорних вітроелектростанцій на Європейському континенті, зокрема, в Північному морі.

Офшорні вітрові електростанції – це електростанції, розташовані у відкритому морі, на континентальному шельфі від побережжя країни. Вони відрізняються від електростанцій на суші своїм розташуванням та технічними особливостями. Офшорні вітроелектростанції мають кілька переваг порівняно з ландшафтними вітроелектростанціями, розташованими на суші. Вітрові потоки на морі часто стабільніші та сильніші, що дозволяє генерувати більше електроенергії. Крім того, морські вітроелектростанції можуть бути розміщені на значній відстані від берега, що усуває обмеження на доступну площу для їх розміщення. Розташування на відкритому морі дозволяє використовувати потужні повітряні потоки, які як правило більш постійні за відсутності перешкод, таких як будівлі або гірські хребти.

Проте, будівництво та експлуатація офшорних вітроелектростанцій є складними технологічними та фінансовими проектами. Вимагається спеціалізована техніка та конструкції, які можуть витримувати суворі умови морського середовища, такі як сильні вітри, хвилі та корозія. Вартість будівництва та обслуговування офшорних вітроелектростанцій також може бути значною.

Серед перспективних способів виробництва електричної енергії слід виділити дослідження у сфері створення *термоядерного реактора*. Такі дослідження тривають ще з середини ХХ ст. На сьогодні активні дослідження проводять у США, Росії, Євросоюзі та Китаї. Найбільш перспективний проект ITER (міжнародний термоядерний реактор) поєднав зусилля фахівців з Євросоюзу, США, Росії, Японії, Китаю, Індії та Кореї. У 2007 р. розпочато будівництво термоядерного реактора у провінції Прованс (Франція). Очікується, що до 2040 р. буде збудовано першу термоядерну електричну станцію.

Принцип роботи ЕС з термоядерними реакторами полягає у синтезі важких ізотопів водню із виділенням гелію та великої кількості теплової енергії. Важливою перевагою ЕС з термоядерними реакторами є їх екологічна безпека. Результатом роботи термоядерних реакторів є екологічно безпечні водень та гелій. Разом з тим основні проблеми тут пов'язані із реалізацією керованої термоядерної реакції. У разі виходу реакції з під контролю термоядерний реактор може перетворитися на термоядерну бомбу із катастрофічними наслідками.

Зауваження

Орієнтовний прогноз виробництва електроенергії до 2035 року, млрд кВт·год

Найменування складових структури генерації електричної енергії (базовий сценарій)	Фактично вироблено				Прогнозні показники			
	2015 рік	2016 рік	2017 рік	2018 рік	2020 рік	2025 рік	2030 рік	2035 рік
АЕС	87,6	80,9	85,6	84,4	85	91	93	94
ТЕС/ТЕЦ	61,7	63,2	57,3	60,3	60	64	63	63
Гідро	6,8	9,1	10,6	12,0	10	12	13	13
ВДЕ (сонце і вітер)	1,6	1,6	1,9	2,6	9	12	18	25
Всього (виробництво електричної енергії)	157,7	154,8	155,4	159,3	164	178	185	195

Укренерго здійснює передачу електроенергії міждержавними ЛЕП у таких напрямках:

- до Угорщини, Словаччини, Румунії; величина потужності максимального допустимого експорту – до 650 МВт;
- «Направлена передача» по ЛЕП 220 кВ Добровірська ТЕС – Замость (Польща); величина потужності максимального допустимого експорту – до 235 МВт;
- в Польщу через відновлену лінію електропередавання від Хмельницької АЕС до польського Жешува напругою 400 кВ з можливою максимальною проектною передачею потужності до 1000 МВт.
- Молдавська енергосистема; максимальна величина перетоку між ОЕС України та ЕС Молдови – до 700 МВт;

Інші способи виробництва електроенергії, наприклад з атмосферної електрики, на сьогодні перебувають на стадії передпроектних досліджень.

Серед перспективних способів перетворення енергії на ЕС є застосування *магнітогідродинамічних генераторів* (МГД-генераторів). Принцип роботи МГД-генератора, як і звичайного машинного генератора, ґрунтується на явищі електромагнітної індукції, тобто на виникненні струму в провіднику, що перетинає силові лінії магнітного поля. На відміну від машинних генераторів, провідником у МГД-генераторі є саме робоче тіло. Робоче тіло рухається упоперек магнітного поля, і під дією магнітного поля виникають протилежно спрямовані потоки носіїв зарядів протилежних знаків (рис. 5.16).

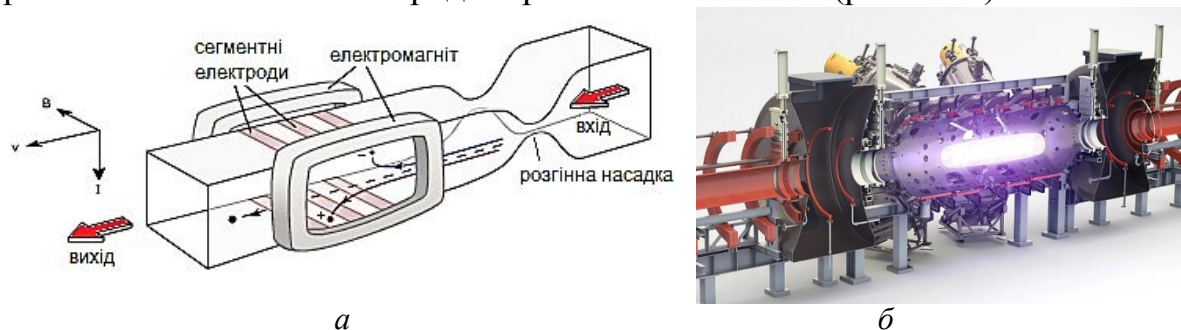


Рис. 5.16. МГД-генератор: *а* – функціональна схема; *б* – поперечний розріз реактора ТАЕ

Таким чином функціонування МГД-генератора ґрунтується на створенні в генераторі магнітного поля, що обертається за допомогою високотемпературної плазми. Такі агрегати являють собою прямі перетворювачі теплової енергії в електричну без проміжного перетворення у механічну енергію роторів турбін. Це дозволяє суттєво підвищити ККД таких станцій.

Активні дослідження зі створення МГД-генераторів проводилися у 70-ті роки ХХ ст. Через проблеми, пов'язані з великими витратами на створення та утримання плазми, на сьогодні немає промислового використання таких

технологій в електроенергетиці. Між тим зі створенням у перспективі термоядерних реакторів технології МГД-генераторів можуть виявитися актуальними.

5.2 Джерела активної потужності

Активна потужність – це енергія за одиницю часу, яка виділяється при протіканні струму через активний опір, або потужність, яка витрачається на виконання корисної роботи – обертання маховика двигуна, підйому вантажу електромагнітом тощо. Джерелами активної потужності в системі служать генератори ЕС – це, переважно, трифазні синхронні генератори, що обертаються первинними двигунами (паровими, газовими й гідравлічними турбінами, дизельними двигунами).

Залежно від роду первинного двигуна синхронні генератори поділяють на турбогенератори, гідрогенератори й дизельні генератори.

Турбогенератор і його первинний двигун – парова або газова турбіна – мають горизонтальне виконання, монтуються на одному фундаменті та, з'єднуючись за допомогою муфти, утворюють *турбоагрегат*.

Турбогенератори належать до типу швидкохідних машин. В Україні найбільше були поширені турбогенератори з однієї парою полюсів (тобто неявнополюсні машини) із частотою обертання 3000 об/хв. На АЕС із відносно низькими параметрами пари доцільне застосування більш тихохідних турбогенераторів – чотириполюсних машин із частотою обертання 1500 об/хв.

Гідрогенератор, з'єднуючись за допомогою муфти з гідравлічною турбіною, утворює *гідроагрегат*. На відміну від турбогенераторів, гідрогенератори здебільшого виконують з вертикальним валом, виготовляють з більшою кількістю пар полюсів (явнополюсні машини), вони є тихохідними. Їх частота обертання перебуває в межах від 48 до 910 об/хв і залежить від напору й витрати води у створі ріки. Крім звичайного, гідрогенератори можуть мати спеціальне виконання – це *капсульні* гідрогенератори, які встановлюють безпосередньо в потоці ріки й розміщують всередині водонепроникної капсули (виконання горизонтальне), і *зворотні* гідрогенератори, які встановлюють на ГАЕС. Для них характерна різна частота обертання в режимах генератора й двигуна. Великі гідрогенератори виготовляють на індивідуальні замовлення.

Для збудження синхронних генераторів застосовують електромашинну, високочастотну напівпровідникову системи. Зазвичай *електромашинну* систему використовують для збудження генераторів потужністю до 160 МВт. Для генераторів потужністю 160 МВт і вище потрібна система збудження великої потужності (до декількох мегаватів); у цих випадках застосовують високочастотне, іонне та тиристорне збудження. *Тиристорне* збудження є швидкохідним і забезпечує найбільшу межу статичної та динамічної стійкості турбогенераторів порівняно з іншими системами збудження, його застосовують на турбогенераторах потужністю 300 МВт і вище.

Охолодження синхронних генераторів може здійснюватися непрямим методом або безпосередньо охолоджувальним середовищем. Систему охолодження називають *непрямою*, коли тепло, яке виділяють провідники обмоток генератора, відводиться охолоджувальним зовнішнім середовищем; *безпосередньою*, якщо тепло, яке видаляється провідниками, відводиться за допомогою газу або рідини, що пропускаються через спеціальні внутрішні канали порожніх провідників. При цьому як охолоджувальне середовище для турбогенераторів використовують повітря, водень, воду, масло (у перспективі гелій), для гідрогенераторів – воду.

Повітряне або водневе охолодження виконують за допомогою проточної або замкненої вентиляції. *Водневе* охолодження ефективніше від повітряного, його застосовують для турбогенераторів потужністю від 30 до 300 МВт. Менша щільність водню дозволяє зменшити вентиляційні втрати у 8...10 разів і підвищити ККД генератора на 0,7...1 %. Генератори з водневим охолодженням, як правило, можуть також працювати з повітряним охолодженням.

Ще більш ефективним є *рідинне* охолодження (водяне й масляне), тепловіддача якого у 40...50 разів перевищує тепловіддачу повітря. Щоб попередити виділення опадів усередині провідників під час водяного охолодження, використовують дистильовану воду або конденсат з конденсатора турбіни. Рідинне охолодження застосовують для гідрогенераторів (водяне) і для турбогенераторів потужністю від 160 до 1200 МВт (водяне й масляне).

До основних технічних даних синхронних генераторів належать: *номінальна напруга, кВ; номінальна активна потужність, МВт; номінальний коефіцієнт потужності ($\cos\varphi_{\text{ном}}$); номінальна реактивна потужність, МВАр; ККД.*

Турбогенератори випускають на напруги 6,3; 10,5; 15,75; 18; 20; 24 та 36,75 кВ, гідрогенератори – на напруги 3,15; 6,3; 10,5; 11; 13,8; 15,75, 16,5 та 21 кВ.

Номінальні активні потужності турбогенераторів становлять 2,5; 4; 6; 12; 20; 30; 32; 60; 63; 100; 160; 200; 220; 300; 500; 800; 1000 і 1200 МВт. Гідрогенератори виготовляють на велику кількість номінальних потужностей – від 20 до 640 МВт.

Можлива робота генератора з активним навантаженням, що перевищує номінальну потужність, за умови припустимих перевантажень по струму ротора й струму статора.

Регулювання активної потужності, що віддається генератором у систему, здійснюють зміною моменту первинного двигуна, тобто зміною впускання пари або води в турбіну.

Номінальний коефіцієнт потужності більшості типів генераторів, які випускають підприємства, становить 0,8...0,9. Можлива тривала робота з підвищеннями $\cos\varphi$ до одиниці для генераторів з непрямим охолодженням і до 0,95...0,96 для генераторів з безпосереднім охолодженням.

Номинальна реактивна потужність генератора обумовлена його номінальною активною потужністю й номінальним значенням $\cos\varphi$. ККД генераторів за номінального навантаження та номінального коефіцієнта потужності коливається в межах 96...99 %. Зі зменшенням навантаження і коефіцієнта потужності ККД генератора падає.

У наш час тривають теоретичні і експериментальні дослідження зі створення та застосування потужних асинхронних турбогенераторів. Перевагами асинхронних генераторів є їх висока надійність, простота виготовлення, порівняно низька вартість, а також можливість підвищувати їх одиничну потужність через відсутність обмоток збудження. Основний недолік – споживання значної реактивної потужності, що витрачається на створення обертового магнітного поля. Тому використання асинхронних турбогенераторів може стати доцільним в енергосистемах з надлишком реактивної потужності одночасно із застосуванням синхронних генераторів.

5.3 Джерела реактивної потужності

Реактивна потужність – це уявна потужність, яка витрачається на створення електричних полів в ємностях та магнітних полів в індуктивностях елементів енергосистеми. Реактивна потужність генерується синхронними машинами в разі їх перезбудження, ємністю ЛЕП, конденсаторами та іншими елементами, в яких струм по фазі випереджає прикладену напругу. Джерела реактивної потужності можна поділити на системні та споживацькі. До *системних* джерел належать синхронні генератори ЕС, синхронні компенсатори (СК), потужні батареї статичних конденсаторів поперечного включення, статичні тиристорні компенсатори (СТК).

На промислових підприємствах основними споживачами реактивної потужності є асинхронні двигуни – на їх частку припадає 65...70 % реактивної потужності, яку споживає підприємство. Друга за значимістю частка споживання реактивної потужності належить трансформаторам, які споживають близько 20...25 %. До 10 % припадає на інші приймачі. Сумарні абсолютні та відносні втрати реактивної потужності в елементах мережі досить великі і сягають 50 % потужності, яка надходить у мережу. Приблизно 70...75 % від усіх втрат реактивної потужності становлять втрати в трансформаторах різних ступенів напруги.

Основним джерелом реактивної потужності в ОЕС України є синхронні генератори. Зі зниженням активного навантаження генератора може збільшуватися видавана ним реактивна потужність. Синхронний генератор можна перевести в режим видачі тільки реактивної потужності, якщо зняти з нього активне навантаження та завантажити реактивним струмом. У цьому разі генератор буде працювати в режимі СК.

Видавану реактивну потужність генератора регулюють з відповідною зміною струму збудження. *Нормальним струмом збудження* називають струм, за якого $\cos\varphi=1$ і реактивна потужність, відповідно, дорівнює нулю. У разі

перезбудження генератор стає джерелом реактивної потужності, у разі недозбудження – споживає її з мережі. Тривала робота турбогенератора в режимі СК із перезбудженням допускається тільки за струму збудження не вище номінального; максимально можливе реактивне навантаження його в режимі недозбудження визначають на підставі теплових випробувань. Генерування реактивної потужності приводить до зростання струмів в обмотках статора та ротора генератора, що викликає деяке збільшення вартості машини порівняно з машиною, призначеною для генерування за повного навантаження тільки активної потужності. Проте питомі витрати на генерування реактивної потужності (грн/кВАр) у цьому випадку майже в 10 разів менші, ніж витрати на установлення інших джерел реактивної потужності.

На електростанціях спеціально для генерування реактивної потужності можуть бути виділені генератори, не завантажені в окремі години доби або в певні сезони. При цьому для турбогенераторів можливі такі способи переведення їх у режим видачі тільки реактивної потужності: робота в режимі неробочого ходу; робота в безпаровому режимі; робота в режимі СК при від'єднаній турбіні.

В режимі неробочого ходу турбіна обертає генератор, завантажений тільки реактивною потужністю. Цей спосіб найменш економічний через значні витрати пари в турбіні.

У безпаровому режимі генератор обертає турбіну, працюючи як слабкозавантажений синхронний двигун. Пара витрачається тільки для вентиляції лопаток.

Робота генератора в режимі СК за відключеної турбіни найбільш економічна, однак у цьому випадку для навантаження турбоагрегату активною потужністю потрібно зупиняти генератор для приєднання турбіни та прогрівати її.

Переведення гідрогенератора в режим СК відбувається простіше й швидше, ніж турбогенератора, і може бути легко автоматизоване. При цьому робоча камера звільняється від води, а осушена турбіна продовжує обертатися разом із генератором. Найбільш широко гідрогенератори застосовують для видачі реактивної потужності в період маловоддя.

Зауваження

Середнє значення реактивної потужності, що генерується в ПЛЕП довжиною 100 км, становить:

<i>U_{ном}</i> , кВ	110	150	220
<i>Q</i> , МВАр	3	6,5	12,6

На великих електричних підстанціях (ПС) спеціально для генерування реактивної потужності встановлюють СК, які являють собою синхронний двигун полегшеної конструкції, призначений для функціонування в неробочому режимі. Під час роботи в режимі перезбудження СК є генератором реактивної потужності, а в режимі недозбудження – споживачем. Найбільшу потужність СК у режимі перезбудження називають його *номінальною потужністю*. У режимі

недозбудження СК через конструктивні особливості звичайно споживає 60 % номінальної потужності.

Синхронні компенсатори виконують з явнополюсним ротором, горизонтальним розміщенням вала, частотою обертання 750 об/хв, потужністю 50; 100; 160; 320 МВА. Їх номінальні напруги становлять 10,5; 11; 15,75 і 20 кВ.

Поширені як джерела реактивної потужності в енергосистемах й потужні батареї статичних конденсаторів (БК), які комплектуються комбінуванням паралельних ланцюжків, складених з послідовно з'єднаних окремих конденсаторів, встановлюються на понижувальних ПС і можуть підключатися на напруги 6, 10, 35 і 110 кВ.

Порівнюючи СК і БК як джерела реактивної потужності, зазначимо таке:

1. СК можуть як генерувати, так і споживати реактивну потужність, БК – тільки генерувати реактивну потужність у систему. Реактивна потужність СК змінюється плавно, а БК – ступенями.

2. У СК генерування реактивної потужності форсуванням збудження практично не залежить від підведеної напруги. У БК є квадратична залежність між генерованою потужністю та підведеною напругою, і це основний недолік БК. В аварійних ситуаціях напруга знижується і БК різко зменшують генеровану потужність, що приводить до додаткового зниження напруги, потім потужності і так далі, тобто до явища, яке називають *лавиною напруги*. Щоб усунути цей недолік, рекомендовано застосовувати шунтування частини послідовно включених конденсаторів, перемикання з'єднання зірки на трикутник та інші заходи.

3. На відміну від СК, статичні БК характеризуються незначними питомими втратами активної потужності, їхньою сталістю в регулюванні потужності БК і меншими капітальними витратами на 1 кВАр генеруючої реактивної потужності. Тому за невеликих потужностей застосовувати СК недоцільно.

Зауваження

Під час роботи БК з мережі споживається активна потужність близько 0,3...0,4 % номінальної. Вона витрачається на втрати в діелектриках і в кожухах конденсаторів.

В установках поздовжнього включення батареї конденсаторів, що включаються в лінію послідовно, служать переважно для компенсації її індуктивного опору. Реактивна потужність, генерована цими установками, фактично невелика. У нормального режимі через конденсатори проходить струм I_n , який відповідає цьому робочому режиму. Напруга між зажимами БК при цьому становить близько 5...20 % номінальної напруги електромережі. Під час КЗ в електромережі струм у багато разів перевищує струм I_n . При цьому напруга на БК різко зростає і досягає 4...5-кратного значення номінального. Настільки великі напруги, особливо коли вони багаторазові, можуть істотно знизити термін служби конденсаторів. Тому в установках поздовжнього включення вживають заходи щодо якнайшвидшого шунтування конденсаторів при проходженні через них струму КЗ. Батареї конденсаторів у цих установках мають бути надійно ізольовані від землі на повну номінальну напругу лінії.

В останні роки дедалі більше уваги зосереджено на нових джерелах реактивної потужності – статичних тиристорних компенсаторах. Ці пристрої вирізняються винятковою швидкістю та здійснюють планове регулювання реактивної потужності. Вони можуть працювати як у режимі генерації, так і в

режимі споживання реактивної потужності. Статичні тиристорні компенсатори призначені для установки на ПС енергосистем, мають потужність 100; 150; 260; 300 і 450 МВАр й номінальні напруги 10; 15,75; 20; 35; 38,5 і 110 кВ.

На теперішній час в ряду основних технологічних новацій концепції інтелектуальних електричних мереж позиціонуються гнучкі системи передавання змінного струму (flexible alternating current transmission system, FACTS), які надають ряд переваг, збільшуючи ефективність передачі енергії завдяки підвищенню можливого навантаження ліній змінного струму на 20...40 %. Пристрої FACTS стабілізують напругу та регулюють фазу вектора напруги електричної мережі та усувають деякі обмеження безпеки, що перешкоджають операторам у збільшенні навантаження лінії, і сприяють підвищенню керованості режимів роботи ЕЕС, підвищенню ступеня компенсації реактивної потужності електричної мережі.

Розрізняють FACTS першого та другого покоління. До пристроїв FACTS першого покоління (FACTS -1) відносять пристрої, що забезпечують регулювання напруги (реактивної потужності) і забезпечують необхідний ступінь компенсації реактивної потужності в електричних мережах (статичний компенсатор реактивної потужності SVC, реактор з тиристорним керуванням, стаціонарний послідовний конденсатор з тиристорним керуванням).

До новітніх FACTS другого покоління (FACTS-2) відносять пристрої, що забезпечують регулювання режимних параметрів на базі повністю керованих приладів силової електроніки (IGBT транзистори, IGCT - тиристори). FACTS-2 характеризуються новою якістю регулювання – векторним управлінням, коли регулюється не тільки величина, але й фаза вектора напруги електричної мережі (синхронний статичний компенсатор STATCOM, об'єднаний регулятор потоків потужності UPFC тощо).

Джерела реактивної потужності споживачів здійснюють генерування реактивної потужності безпосередньо в пункті її споживання, забезпечуючи найбільш повне розвантаження елементів енергосистеми від реактивних струмів, і призначені для поліпшення коефіцієнта потужності окремих підприємств. До споживчих джерел реактивної потужності належать конденсаторні установки та синхронні двигуни.

Конденсаторні установки випускають для внутрішнього (серія КУ) і зовнішнього (серія КУН) розміщення потужністю 240...425 кВАр на напруги 6...10 кВ. Їх комплектують з паперово-масляних конденсаторів типу КМ і КМН. Випускають також різні серії спеціальних комплектних конденсаторних установок напругою 0,38 кВ і 6...10 кВ. Вони складаються зі стандартних заводських шаф з конденсаторами й відповідним обладнанням пуску й регулювання (серія ККУ). Застосування комплектних конденсаторних установок дозволяє не тільки скоротити строки монтажних робіт, але й забезпечити високу надійність і безпеку експлуатації.

Комплектні конденсаторні установки бувають *нерегульовані* та *регульовані*. Регулювання може бути *одно-* або *багатоступінчастим*. Якщо

регулювання одноступінчасте, автоматично відключається або включається вся установка. якщо регулювання багатоступінчасте, автоматично перемикаються окремі секції БК.

Синхронні двигуни використовують в ЕМ промислових підприємств, їх випускають на напруги 380 В, 6 і 10 кВ. Вони працюють із випереджувальним коефіцієнтом потужності, що дає можливість застосовувати їх для генерування реактивної потужності в мережу.

Джерела реактивної потужності можливо використовувати у двох напрямках:

- централізоване генерування реактивної потужності на електростанціях енергосистем з наступним передаванням її споживачам;
- децентралізоване генерування реактивної потужності в різних точках системи, включаючи пункти її споживання.

У першому випадку важливою перевагою є відсутність витрат на встановлення додаткового обладнання, яке генерує реактивну потужність, оскільки синхронні генератори розраховані і на її генерування. При цьому ще підвищується їх стійкість, тому що вони функціонують зі збільшеними струмами збудження. Однак централізоване генерування реактивної потужності пов'язане з передаванням реактивної потужності по ЕМ, що супроводжується більшими втратами активної потужності та незадовільним режимом напруги. Крім цього, використання генераторів у режимі СК можливе тільки епізодично та приводить до різкого зростання питомих витрат активної потужності.

Децентралізоване генерування реактивної потужності дозволяє суттєво скоротити втрати активної потужності в мережах, забезпечує сприятливий режим напруг і зберігає необхідні резерви реактивної потужності на електростанціях. Однак воно вимагає значних витрат на виготовлення, встановлення та експлуатацію додаткового устаткування.

Отже, під час вибору джерел реактивної потужності треба приймати рішення, основане на економічно доцільній комбінації централізованого та децентралізованого її генерування.

Реактивну потужність, генеровану ЛЕП, називають *зарядною потужністю*.

Для ЛЕП 220 кВ та вище з дальністю лінії понад 300 км зарядну потужність можна порівняти з пропускною спроможністю лінії, а за більшої довжини, понад 1000 км, зарядна потужність може стати й більшою. Підвищення напруги може досягати недопустимих значень особливо під час передавання невеликих потужностей. Протікання зарядної потужності викликає підвищення напруги на кінці ЛЕП при односторонньому живленні та всередині при двосторонньому.

Для вирівнювання напруги використовують шунтувальні реактори. Коли обирають місця встановлення реакторів пильнують, щоб під час вмикання ЛЕП підвищення напруги на її початку не перевищувало 15 %, а по лінії та на її кінці – 20 % номінальної напруги. Реактори бажано розміщувати через

рівномірні проміжки. Спеціальні пункти між підстанціями економічно виправдані, коли дальність перевищує 500 км.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Наведіть приклади відновлювальних та н відновлювальних енергоресурсів.*
2. *Наведіть класифікацію ЕС за типами енергоресурсів.*
3. *Наведіть класифікацію ТЕС за типами первинних двигунів.*
4. *Наведіть характеристики нетрадиційних (альтернативних) джерел енергії.*
5. *Наведіть структуру генеруючих потужностей різних типів у складі ОЕС України.*
6. *Охарактеризуйте негативні фактори, пов'язані з експлуатацією теплових, атомних, гідравлічних електростанцій та нетрадиційних джерел енергії.*

ЛІТЕРАТУРА: [33, С. 140–156]; [16, С. 682–692]; [50, С. 19–40].

РОЗДІЛ 6

СПОЖИВАЧІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Споживачем електричної енергії називають електроприймач або групу електричних приймачів, об'єднаних загальним технологічним процесом та розміщених на певній території.

Основне призначення електричних систем полягає у забезпеченні електричною енергією споживачів відповідно до стандарту якості електроенергії.

Загальна встановлена потужність виробників електричної енергії ОЕС України станом на кінець 2021 року становила 55 215,34 МВт. За 2021 рік було вироблено 156,57 млн. МВт·г електроенергії. Кількість електропостачальників зареєстрованих (у тому числі активних) склала 955 (287). Система забезпечила електроенергією 17 743 951 споживачів¹³. Графік споживання електроенергії по рокам представлено на рис. 6.1.

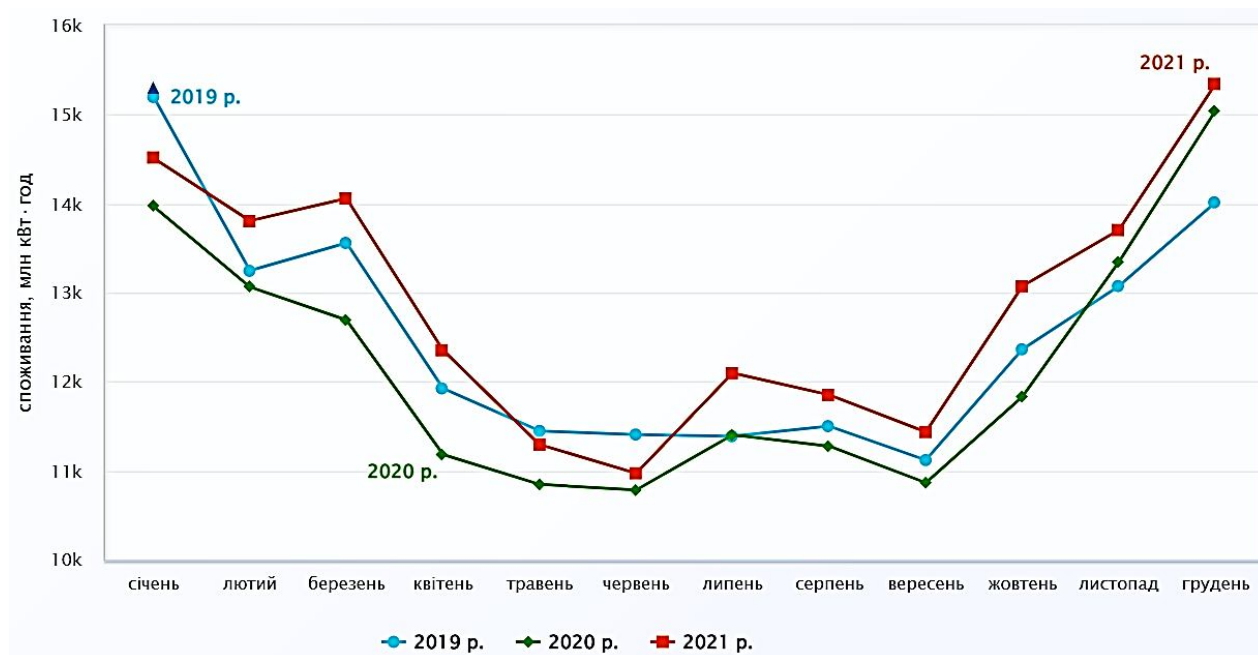


Рис. 6.1. Динаміка споживання електроенергії в ОЕС України

Загалом розрізняють такі основні типи споживачів:

- 1) промислові;
- 2) сільськогосподарські;
- 3) комунально-побутові;
- 4) населення;
- 5) електрифікований транспорт.

¹³ https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Byuleten_do_richnogo_zvitu/byuleten_do_richnogo_zvitu_nkrekp-2021.pdf

До *промислових споживачів* відносять електродвигуни, освітлення, електропечі та інші перетворювачі електричної енергії, встановлені на промислових підприємствах.

До *сільськогосподарських споживачів* відносять фермерські господарства, сільськогосподарські підприємства тощо.

До *комунально-побутових споживачів* відносять освітлення житлових та громадських приміщень, зовнішнє освітлення вулиць, торгові приміщення, ліфтові господарства тощо.

Населення – це приймачі електричної енергії квартирних та будинкових абонентів.

До *споживачів електрифікованого транспорту* відносять навантаження тягових підстанцій електрифікованих залізниць, тягових підстанцій трамваїв, тролейбусів, метро тощо.

У рамках сучасних технологій інтелектуальних мереж формуються нові відносини системи розподілу і споживача електроенергії з появою «активного» типу споживання електроенергії та становленням активного споживача.

Активний споживач (prosumer) – це такий споживач енергії, який є не тільки її пасивним покупцем у електроенергетичній системі, але і може самостійно генерувати електроенергію в мережу, тобто може деяким чином взаємодіяти з оператором системи розподілу в рамках договірних відносин, впливати на цінову політику, а також на технологічні режимні параметри мережі.

Розширена структура споживання електроенергії в ОЕС України представлена на рис. 6.2.

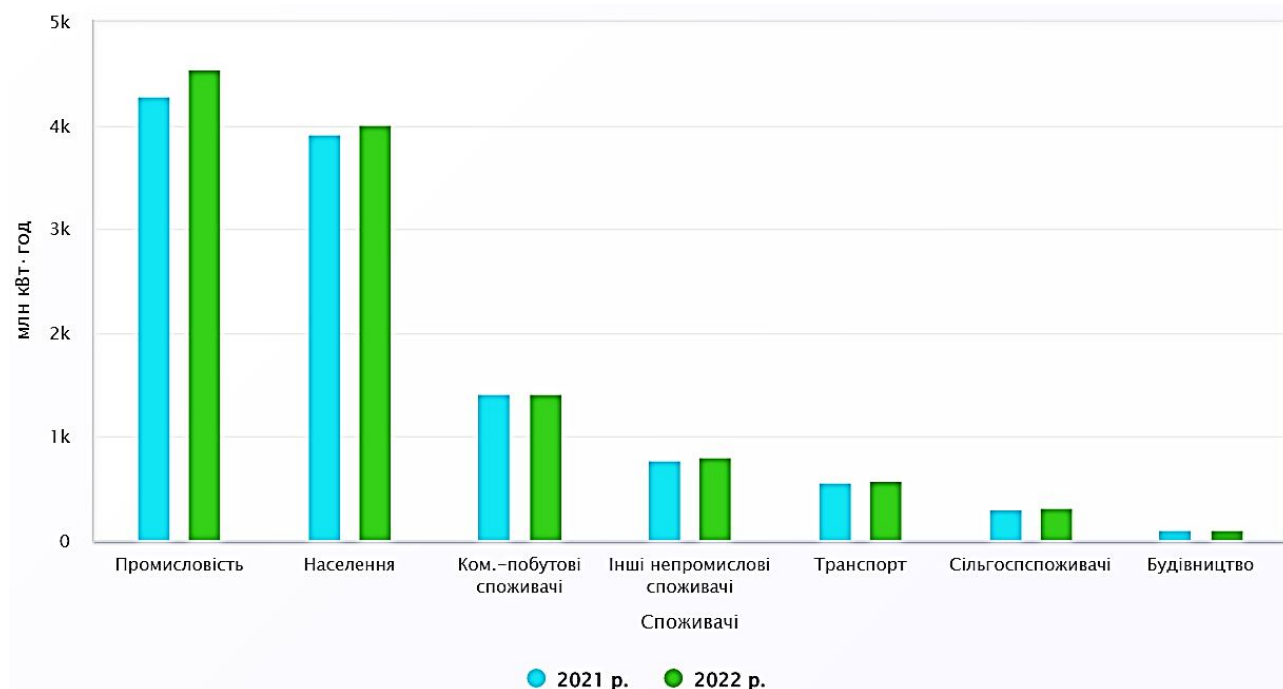


Рис. 6.2. Структура споживання електроенергії в ОЕС України у січні місяці 2021 та 2022 роках

Зауваження

Структура споживання електроенергії основних груп споживачів по м. Київ за 2016...2018 роки

№ п/п	Найменування	Фактичні дані по роках /млн.кВтг/		
		2016	2017	2018
	Найменування регіону – м. Київ			
1	Споживання електроенергії (брутто)	9473,9	9562,5	10110,7
	(+) Збільш./(-) зменш. від поперед. року в %	3,22	0,93	5,73
1.1	Споживання електроенергії (нетто)	8763,5	8890	9460,5
	(+) Збільш./(-) зменш. від поперед. року в %	2,76	1,44	6,42
	У тому числі:			
1.1.1	Промисловість	1286,5	1273,3	1272,8
1.1.2	Сільгоспспоживачі	7,3	7,8	9,2
1.1.3	Транспорт	398,2	398,1	398,9
1.1.4	Комунально-побутові споживачі	2330,3	2292	2364,6
1.1.5	Інші непромислові споживачі	1317,5	1421,7	1608,3
1.1.6	Населення	3187	3244,1	3806,6
1.2	Витрати електроенергії на власні потреби ОСР	2,3	2,3	3,6
1.3	Витрати електроенергії на її транспортування в межах ОСР	708,1	670,2	646,6
	У відсотках до надходження електроенергії в мережу	7,47	7,01	6,40

У 2011 році основну питому вагу в структурі споживання електроенергії «ДТЕК КЕМ» по м. Київ складало населення – 34 %, потім комунально-побутові споживачі – 27 %, і промисловість – 20 %, в 2018 році вага промисловості зменшилася і склала 13 %, а населення – збільшилася до 40 %, комунально-побутові споживачі – 25 %.

Існують і інші підходи до класифікації споживачів електричних систем. Зокрема, *за родом струму* споживачів поділяють на три групи:

- 1) споживачі змінного струму промислової частоти;
- 2) споживачі змінного струму підвищеної або пониженої частоти;
- 3) споживачі постійного струму.

Очевидно, що забезпечення живлення споживачів другої та третьої груп потребує застосування силових перетворювачів електроенергії, зокрема перетворювачів частоти та випрямлячів.

За *номінальною напругою* споживачів поділяють на дві групи:

- 1) низьковольтні з номінальною напругою до 1 кВ;
- 2) високовольтні з номінальною напругою 1 кВ та вище.

За *вимогами надійності* електропостачання розрізняють три групи споживачів:

- 1) першої категорії;
- 2) другої категорії;
- 3) третьої категорії.

6.1 Характеристика споживачів електроенергії

Загальні процеси споживання електричної енергії відносять до класу стохастичних. Потужність споживачів визначається ймовірнісними законами відповідно до складу електричних приймачів, що підключені до мережі у

кожний момент часу. Зміну навантаження споживачів електричної системи у часі називають *графіками навантаження*.

Графік електричного навантаження являє собою графічне зображення залежності електроспоживання від часу.

Графіки навантаження, зазвичай, будують у прямокутних координатах, де за віссю абсцис відкладають час, а за віссю ординат – потужність навантаження (рис. 6.3 а). Існують графіки електричних навантажень у вигляді кругових часових діаграм радарного типу (рис. 6.3 б), в яких використовують морфометричні методи (визначення числових характеристик різних форм), а сама фігура графіка утворює замкнений багатокутник певної форми. За рівномірного споживання фігура графіка утворює коло.

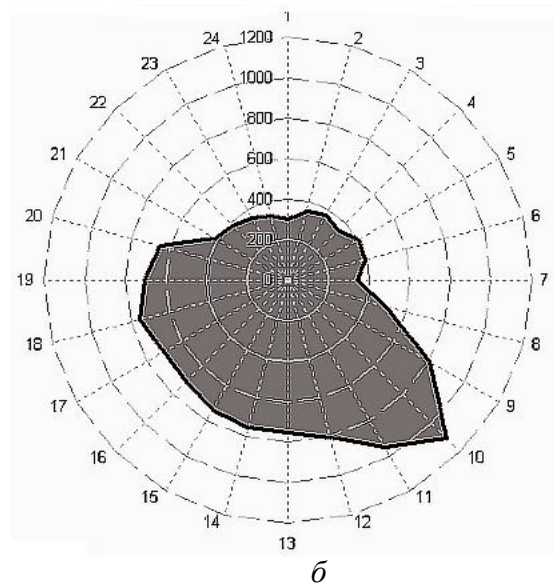
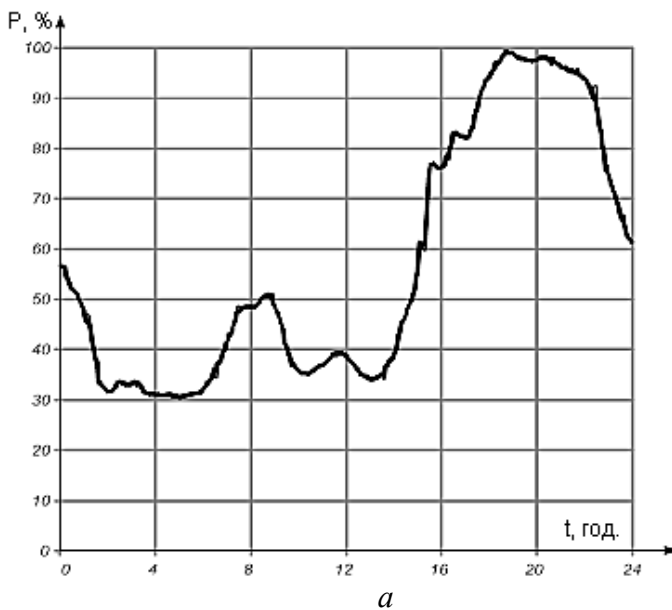


Рис. 6.3. Добовий графік навантажень:
 а – у прямокутних координатах;
 б – у вигляді кругової часової діаграми радарного типу

Графіки у прямокутних координатах являють собою викривлені лінії, кусково-лінійні лінії (ламані, ступінчаті). Їх будують для певних періодів часу – доби, місяця, року.

На рис. 6.3 а показано типовий добовий графік навантаження комунально-побутових споживачів.

Форма графіків визначається типами ЕП, підєднаними до ЕМ, та характеристиками їх режимів, зокрема часом роботи. Водночас форма графіка навантаження для певного споживача змінюється з дня на день, відповідно до дня, тижня, тривалості світлової частини доби тощо.

В процесі аналізу споживання електричної енергії зазвичай використовують такі показники добових графіків навантаження (рис. 6.4):

1) *максимальна потужність* – найбільша протягом доби потужність споживачів електричної енергії (на рис. 6.4 позначена P_{\max});

2) *мінімальна потужність* – найменша протягом доби потужність споживачів електричної енергії (на рис. 6.4 позначена P_{\min});

3) *середня потужність* – фіктивна незмінна потужність, з якою споживач працює протягом доби та споживає таку саму кількість енергії, що і за реальним графіком. Середню потужність знаходять за виразом

$$P_{\text{сер}} = \frac{\int_0^{24} P(t) dt}{24},$$

де $P(t)$ визначає залежність потужності навантаження від часу відповідно до графіка навантаження (на рис. 6.4 позначена $P_{\text{сер}}$);

4) *коефіцієнт нерівномірності навантаження* – відношення мінімальної потужності до максимальної:

$$\alpha_{\text{доб}} = \frac{P_{\min}}{P_{\max}};$$

5) *коефіцієнт щільності навантаження* – відношення середньої потужності до максимальної:

$$\beta_{\text{доб}} = \frac{P_{\text{сер}}}{P_{\max}};$$

6) *коефіцієнт форми* – відношення середньоквадратичної повної потужності (середньоквадратичного струму) приймача або групи приймачів за певний проміжок часу до його середнього значення за той самий період часу:

$$k_{\phi} = \frac{S_{\text{с.к.}}}{S_{\text{сер}}};$$

7) *коефіцієнт резерву* – відношення установленної потужності до максимальної:

$$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{уст}}}{P_{\max}};$$

8) *коефіцієнт попиту* – відношення максимальної потужності до установленної:

$$k_{\text{п}} = \frac{P_{\max}}{P_{\text{уст}}} = \frac{1}{k_{\text{рез}}}.$$

Відповідно до добових графіків навантажень формують місячні, сезонні та річні графіки. Найбільшого поширення набули річні графіки максимумів

навантажень та річні графіки навантажень за тривалістю, подані на рис. 6.5 та рис. 6.6 відповідно.

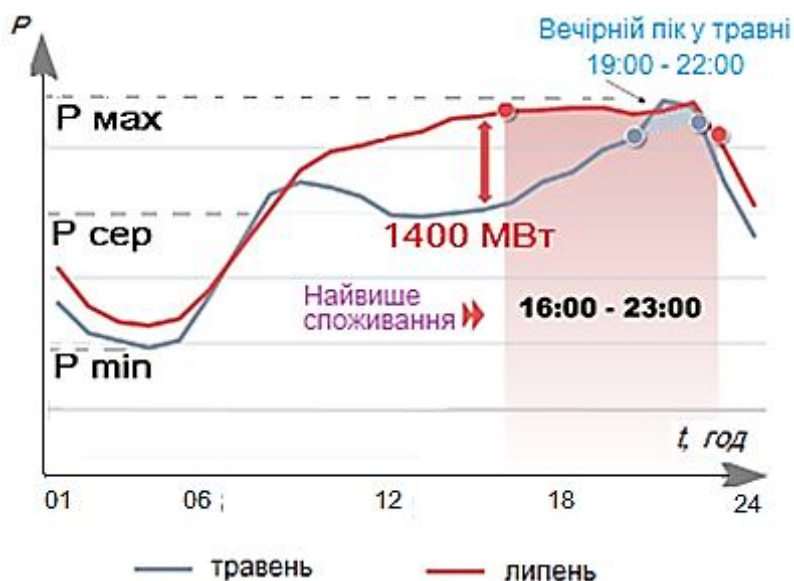


Рис. 6.4. Характеристики добових графіків навантажень за травень та липень 2023 року ОЕС України

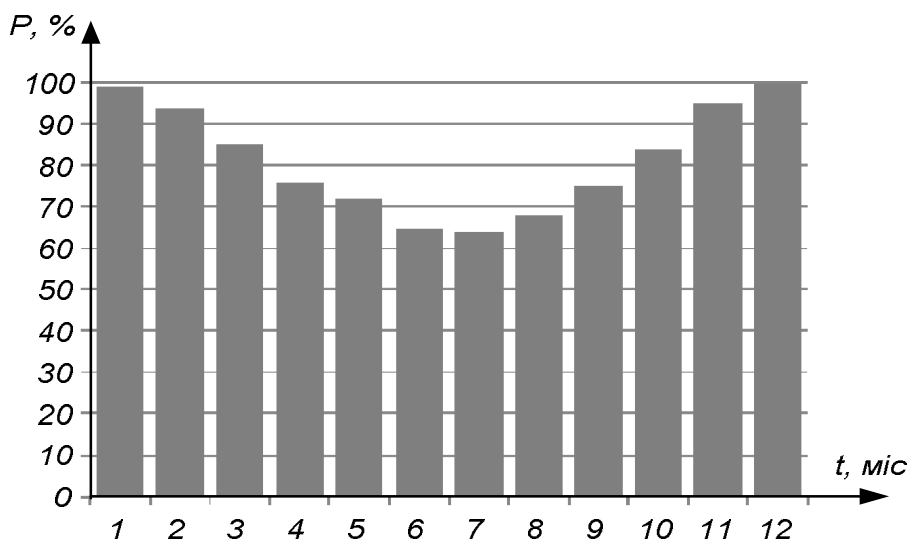


Рис. 6.5. Річний графік максимумів навантажень

На річних графіках максимумів навантажень по осі абсцис відкладають дні або місяці року, а по осі ординат – максимальні потужності навантажень у відповідні дні або місяці. Зазвичай для таких графіків характерне спадання навантаження в літні місяці року через зменшення витрат енергії на освітлення та опалення.

Річні графіки навантаження за тривалістю являють собою діаграми потужностей навантажень, ранжованих за зниженням із відповідними періодами, протягом яких споживачі працюють протягом року.

Для річних графіків навантажень визначають такі самі характеристики, що й для добових графіків.

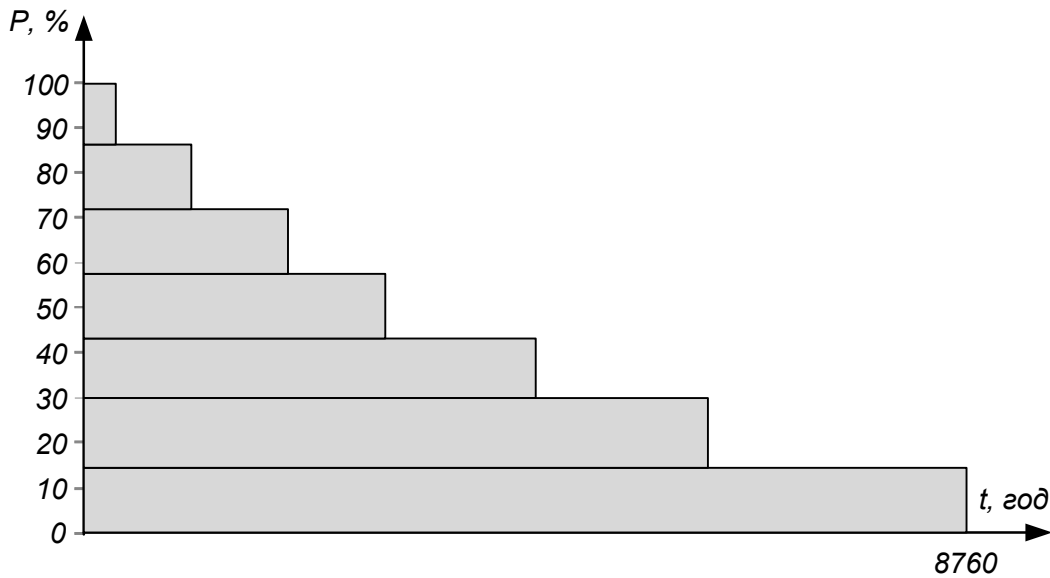


Рис. 6.6. Річний графік навантажень за тривалістю

Зауваження

Графіки навантаження споживачів ЕМ можуть бути отримані за даними безпосередніх вимірів потужності, що отримують споживачі. Такі графіки будуть відображати умови роботи споживачів у деякий випадково обраний період часу та точно характеризувати споживання потужності саме в цей період. Цінність такого графіка визначається його відповідністю реальним умовам роботи споживача, та водночас на обриси такого графіка впливають випадкові чинники, що з'являються в розглядуваний період часу та зникають в наступні періоди. Тому для судження про типовий характер графіка того чи іншого споживача необхідна обробка графіків, отриманих експериментальним шляхом, в натуральних умовах. Методика такої обробки залежить від задач, під час розв'язання яких мають бути використані графіки навантаження. Слід розрізнити дві задачі: проектування нової ЕМ та визначення передбачуваного навантаження існуючої мережі на деякий період в майбутньому.

У першому випадку навантаження треба враховувати очікувані графіки, які можна вважати типовими для того чи іншого споживача, наприклад для машинобудівного або металургійного заводу, текстильної фабрики і под. Такі графіки можуть бути отримані на підставі вимірювання потужності у великій кількості споживачів, однотипних із тим, для якого розробляють типовий графік. Вимірювання, виконувані в подібні періоди часу, дозволяють провести статистичну обробку експериментальних даних, знайти середні значення потужності в кожен годину доби по споживачах, що розглядались, а потім отримати усереднений графік. Цей графік з тим більшою підставою можна вважати типовим, чим більшу кількість споживачів було обстежено. Розглядаючи навантаження цих споживачів в одні й ті самі години доби як випадкові незалежні величини, можна знайти не лише середні значення потужностей у ці години, але також інші числові характеристики випадкових величин (дисперсію і под.).

На відміну від розглянутого випадку, експлуатаційні графіки навантаження потрібно отримувати для конкретних існуючих споживачів, враховуючи можливі випадкові зміни умов їх роботи в деякий період часу. Для отримання таких графіків також застосовують статистичну обробку графіків попередніх періодів, що цікавлять споживачів, причому для кожного з них аналізують графіки, що характеризують роботу саме цього споживача.

Для роботи споживачів електричної енергії необхідне передавання по мережі не лише активної, а й реактивної потужності, тому для повної характеристики навантаження щодо потужності, що споживається, потрібні також і дані графіків зміни реактивної потужності. Ці графіки можуть бути отримані тими ж методами, що й графіки активної потужності. Конфігурації графіків активного та реактивного навантаження в загальному випадку не збігаються.

Під час проектування в деяких випадках потрібну споживачам реактивну потужність враховують приблизно, при цьому для характеристики величини необхідної реактивної потужності використовують коефіцієнт потужності ($\cos \varphi_n$), значення якого або вважають незмінним, або задють щодо періодів найбільшої та найменшої активної потужності навантаження, причому в ці періоди для коефіцієнта потужності беруть

числові значення. Як приклади нижче наведено значення $\cos \varphi_n$ та $\operatorname{tg} \varphi_n$ для деяких промислових підприємств, що відповідають періоду P_{max} (максимум активного навантаження).

Під час перспективного проектування ЕМ реактивну потужність вузла навантаження, тобто групи споживачів, що живляться від загальних шин, визначають множенням максимального розрахункового навантаження на усереднені значення $\operatorname{tg} \varphi_{n(нб)}$, які враховують компенсувальні пристрої, встановлені у споживачів, та втрати реактивної потужності в мережах попередніх ступенів навантаження. Так, наприклад, для навантаження, зведеного до шин 6...20 кВ понижувальних підстанцій $\operatorname{tg} \varphi_{n(max)}=0,4$ ($\cos \varphi_{n(max)} = 0,93$). Для навантаження, зведеного до шин 110 та 220 кВ, ці орієнтовні значення $\operatorname{tg} \varphi_{n(max)}$ беруть рівними відповідно 0,55 ($\cos \varphi_{n(max)} = 0,88$) та 0,6 ($\cos \varphi_{n(max)} = 0,86$).

Середні значення коефіцієнта потужності промислових підприємств

Підприємство	$\cos \varphi_{n(нб)}$	$\operatorname{tg} \varphi_{n(нб)}$
Нафтопереробні	0,9	0,484
Металообробні	0,87	0,567
Електротехнічного обладнання	0,82	0,698
Автомобільні та сільгоспмашин	0,79	0,776
Важкого машинобудування	0,73	0,936
Вагоноремонтні	0,69	1,049
Верстатобудування	0,68	1,078
Гірничорудні	0,65	1,169

Зіставлення цих даних показує, що чим вищий ступінь напруги, до якої зведене комплексне навантаження, тим більше значення реактивної потужності, що вона потребує в режимі максимального активного навантаження. Ці обставини викликані насамперед великими втратами реактивної потужності в трансформаторному обладнанні понижувальних підстанцій.

Споживання потужності в електричних системах вимірюють за змін параметрів режиму, тобто за зміни значення та частоти напруги, що живить споживачів. Ці зміни відображаються у зміні потоків потужності в лініях, що, у свою чергу, впливає на розподіл напруги в мережі й, відповідно, на напругу на затискачах ЕП. Тому під час розрахунків режимів мереж істотне значення має врахування характеристик, що відображають зміну потужності, споживану навантаженням, зі змінами підведеної до неї напруги за величиною та частотою. Такі характеристики, що відповідають усталеному режиму, називають статичними характеристиками навантаження за напругою ($P_n = f_p(U)$, $Q_n = f_q(U)$) та за частотою ($P_n = \varphi_p(f)$, $Q_n = \varphi_q(f)$).

Аналогічні характеристики, але такі, що відповідають тому чи іншому перехідному режиму, називають динамічними. Це, наприклад, характеристики, отримані в разі швидких змін напруги та частоти, коли викликані цими змінами перехідні процеси не встигають згаснути під час переходу від однієї точки статичної характеристики навантаження до іншої.

Динамічні характеристики $P_n = f_p(U, t)$, $Q_n = f_q(U, t)$ та, відповідно, $P_n = \varphi_p(f, t)$, $Q_n = \varphi_q(f, t)$, на відміну від статичних, є функціями часу. На статичній характеристиці кожен її точку можна вважати такою, що відповідає усталеному режиму.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Наведіть характеристики споживачів комунально-побутового, промислового, сільськогосподарського секторів та електрифікованого транспорту.*
2. *Охарактеризуйте підходи до класифікації споживачів електричних систем.*
3. *Дайте визначення графіків навантажень.*
4. *Охарактеризуйте основні види графіків навантажень.*
5. *Наведіть основні характеристики графіків навантажень.*

ЛІТЕРАТУРА: [2, С. 9–11]; [1, С. 54–56]; [50, С. 40–50]; [51, С. 102–105]; [1, С. 146–1497].

6.2 Визначення кількості енергії, що передається електричною мережею протягом року

Виходячи з того, що графіки навантаження та графіки за тривалістю будують у координатах «потужність – час», то очевидно, що площа фігури, обмежена таким графіком, пропорційна кількості енергії, що передається електричною мережею за відповідний період. Це означає, що для визначення кількості енергії, переданої через ЕМ протягом певного періоду, слід скористатися одним із таких виразів:

– для графіків у вигляді безперервної кривої:

$$A_{\text{рік}} = \int_0^T P(t) dt; \quad (6.1)$$

– для ступінчастих графіків:

$$A_{\text{рік}} = \sum_0^T P(t) \Delta t. \quad (6.2)$$

У виразах (6.1) та (6.2) $P(t)$ відповідає потужності навантаження ЕМ у відповідний момент або період часу відповідно до графіків навантаження чи графіків навантаження за тривалістю; T – тривалість періоду, протягом якого визначають кількість переданої енергії (наприклад, для року $T = 8760$ год).

Безпосереднє використання графіків навантаження для розв'язання електротехнічних задач пов'язане із труднощами апроксимації таких графіків, тобто формуванням математичних залежностей потужностей навантаження (зміни струму в часі) від часу. Тому у практиці розв'язання електротехнічних задач зазвичай використовують узагальнені характеристики процесів виробництва та споживання електричної енергії, які дозволяють оцінити кількість переданої енергії та її втрати без застосування графіків навантаження.

Якщо реальний графік навантаження замінити фіктивним графіком прямокутної форми еквівалентної площі та фіксованим значенням навантаження, яке дорівнює максимальному навантаженню ЕМ за реальним графіком, то абсциса такого графіка визначить фіктивний час максимального навантаження (рис. 6.7).

Час максимального навантаження (час використання максимуму) – це такий час, протягом якого електрична система працює з максимальним навантаженням та передає або споживає таку саму кількість енергії, що й за реальним графіком.

Таким чином, кількість енергії, переданої через ЕМ протягом року, можна визначити за виразом

$$A_{\text{рік}} = P_{\text{max}} T_{\text{max}},$$

де P_{\max} – потужність максимального навантаження ЕМ;

T_{\max} – час максимального навантаження.

У свою чергу, час максимального навантаження визначають за виразом

$$T_{\max} = \frac{A_{\text{рік}}}{P_{\max}} = \frac{\int_0^{8760} P(t) dt}{P_{\max}} = \frac{\sum_0^{8760} P(t) \Delta t}{P_{\max}}.$$

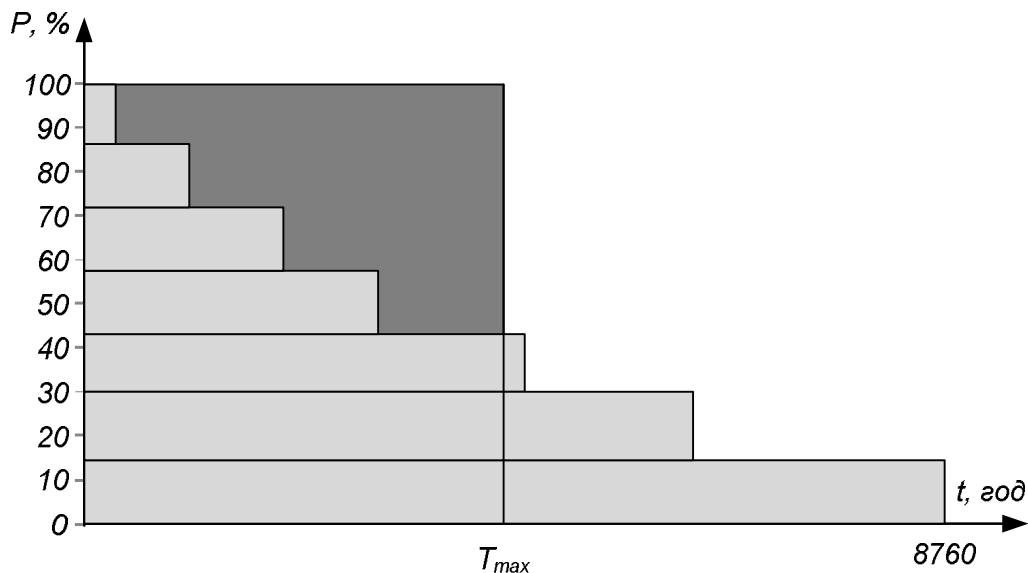


Рис. 6.7. Графічна інтерпретація часу максимального навантаження

Очевидно, що величина часу максимального навантаження відображає щільність річного графіка навантаження:

$$T_{\max} = \beta_{\text{рік}} 8760.$$

Споживачі електричної енергії є досить різноманітними за типами, характеристиками, властивостями та тривалістю споживання електричної енергії. Це означає, що кожний тип електричного навантаження характеризується відповідними значеннями часу максимального навантаження. Орієнтовні значення часу максимального навантаження для типових споживачів становлять: освітлення – 1500...2000 год/р; комунально-побутове навантаження – 2500...3000 год/р; однозмінні підприємства – 1800...2500 год/р; двозмінні підприємства – 3900...4500 год/р; тризмінні підприємства – 5900...6200 год/р.

Якщо навантаження електричної системи є неоднорідними та характеризуються різними значеннями часу максимального навантаження, для визначення кількості енергії, переданої через ЕМ протягом року, використовують середньозважене значення часу максимального навантаження, яке знаходять за виразом

$$T_{\max \text{сеп}} = \frac{\sum_{i=1}^N P_{\max i} T_{\max i}}{\sum_{i=1}^N P_{\max i}},$$

де $P_{\max i}$, $T_{\max i}$ – потужність та час використання максимального навантаження i -го споживача електричної системи;

N – загальна кількість споживачів електричної системи.

Інший спосіб визначення кількості енергії в ЕМ протягом року полягає у заміщенні реального графіка навантаження прямокутником, абсциса якого дорівнює 8760 (кількість годин у році), а площа прямокутника дорівнює площі фігури під реальним графіком. Ординату такого прямокутного графіка називають середнім значенням навантаження електричної системи (рис. 6.8).

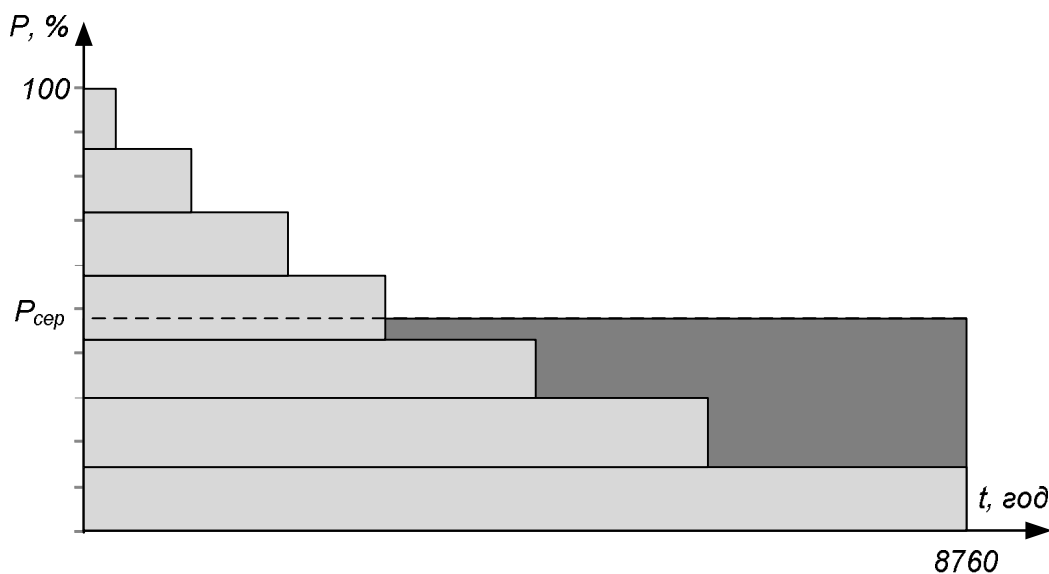


Рис. 6.8. Графічна інтерпретація середнього навантаження

Середнє навантаження електричної системи – це таке навантаження, з яким електрична система працює протягом року та передає або споживає таку саму кількість енергії, що і за реальним графіком.

Очевидно, що тут кількість енергії, переданої через ЕМ протягом року, визначають за виразом

$$A_{\text{рік}} = P_{\text{сеп}} 8760.$$

У свою чергу, потужність середнього навантаження визначають за виразом

$$P_{\text{сеп}} = \frac{A_{\text{рік}}}{8760} = \frac{\int_0^{8760} P(t) dt}{8760} = \frac{\sum_0^{8760} P(t) \Delta t}{8760}.$$

Зазначимо, що у практиці електротехнічних розрахунків найбільшого поширення набув перший спосіб через потужність максимального навантаження та час максимального навантаження.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Що являють собою графіки навантаження за тривалістю?*
2. *Наведіть вирази для визначення кількості енергії, переданої ЕМ протягом року, із застосуванням безперервних та ступінчастих графіків навантаження.*
3. *Наведіть визначення часу максимального навантаження.*
4. *Наведіть геометричну інтерпретацію часу максимального навантаження.*
5. *Наведіть вираз для визначення кількості енергії, переданої ЕМ протягом року, із застосуванням часу максимального навантаження.*
6. *Наведіть орієнтовні значення часу максимального навантаження для типових споживачів.*
7. *Наведіть визначення середнього навантаження.*
8. *Наведіть геометричну інтерпретацію середнього навантаження.*
9. *Наведіть вираз для визначення кількості енергії, переданої ЕМ протягом року, із застосуванням потужності середнього навантаження.*

ЛІТЕРАТУРА: [13, С. 46–51]; [15, С. 165–168]; [19, С. 71–73]; [50, С. 404]; [51, С. 102–108]; [52, С. 146–153].

6.3 Участь електростанцій різних типів у покритті графіків навантаження

Узагальнений типовий добовий графік навантаження електричної системи з його покриттям генерацією наведено на рис. 6.9. Такий графік характеризується двома піками – ранковим та вечірнім, а також двома спадами – нічним та денним. Мінімум навантаження спостерігається під час нічного провалу, а максимум – під час вечірнього піку.

Зазвичай добові графіки навантаження поділяють на три зони – базисну, напівпікову та пікову. Базисна частина включає діапазон навантажень між нульовим та мінімальним навантаженням. До напівпікової частини відносять навантаження між мінімумом та середнім навантаженням. Навантаження між середнім та максимальним відносять до пікової частини графіка.

З метою мінімізації витрат палива на електростанціях енергосистеми для покриття річних частин графіка навантаження використовують ЕС різних типів. Так, для покриття базисної частини графіка застосовують ЕС з мінімальними витратами палива та обмеженим діапазоном регулювання режимів. До таких станцій відносять АЕС та найбільш потужні КЕС, ТЕЦ, які працюють за

вимушеним графіком навантаження теплових споживачів, частини потужностей ГЕС, обумовлені мінімальним водотоком, а також нетрадиційні джерела енергії – ВЕС та СЕС, потужності яких залежать від метеорологічних умов. Напівпікову частину графіка розподіляють між ТЕС відповідно до їх економічності та маневреності.

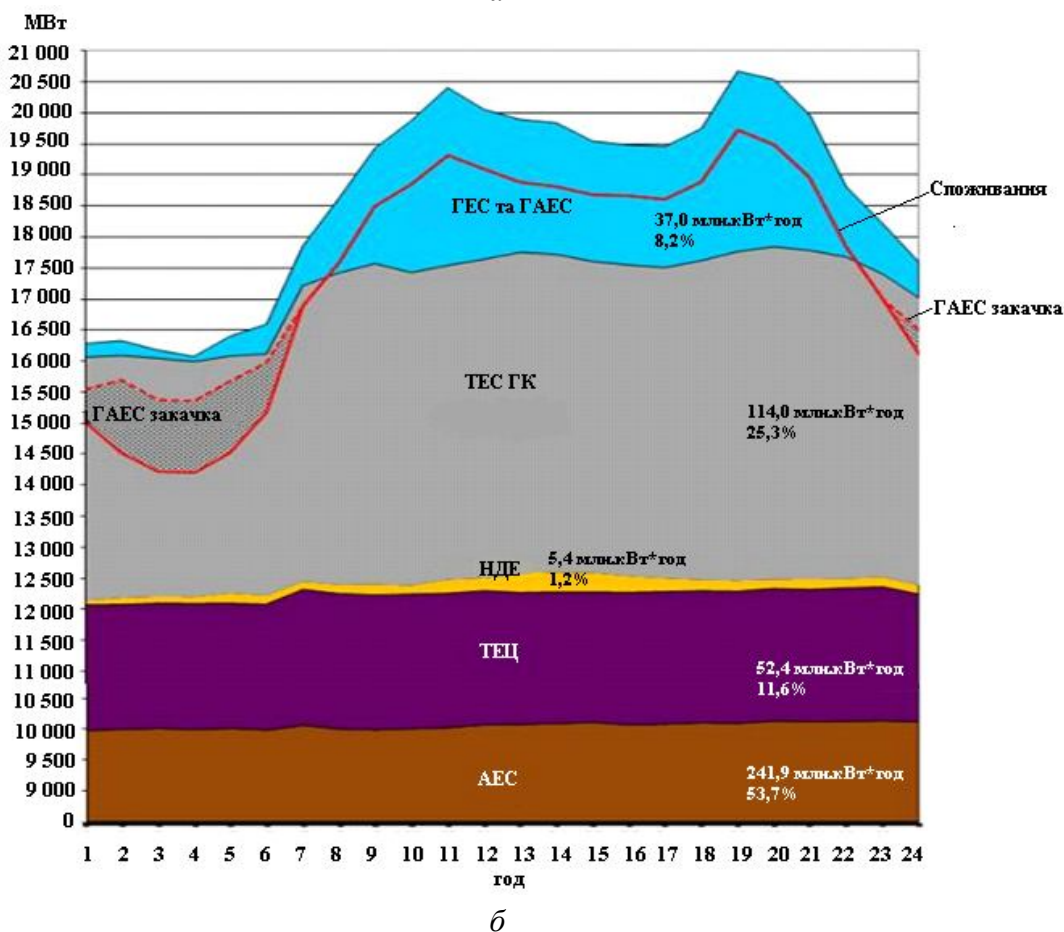
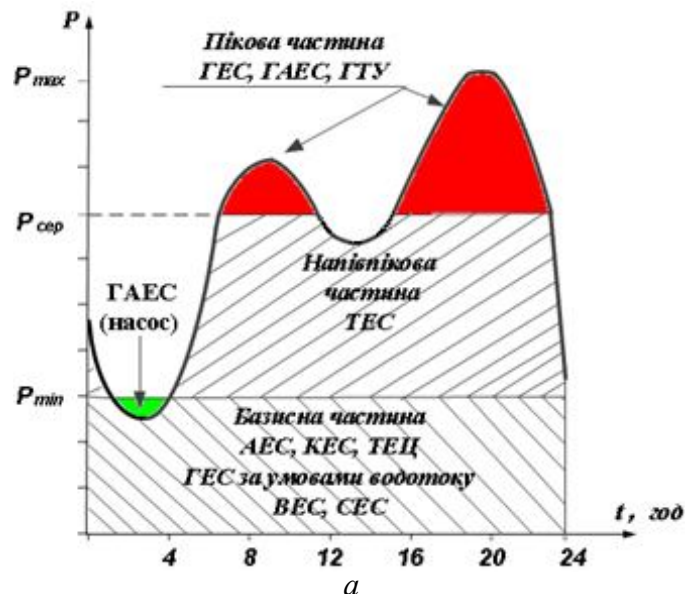
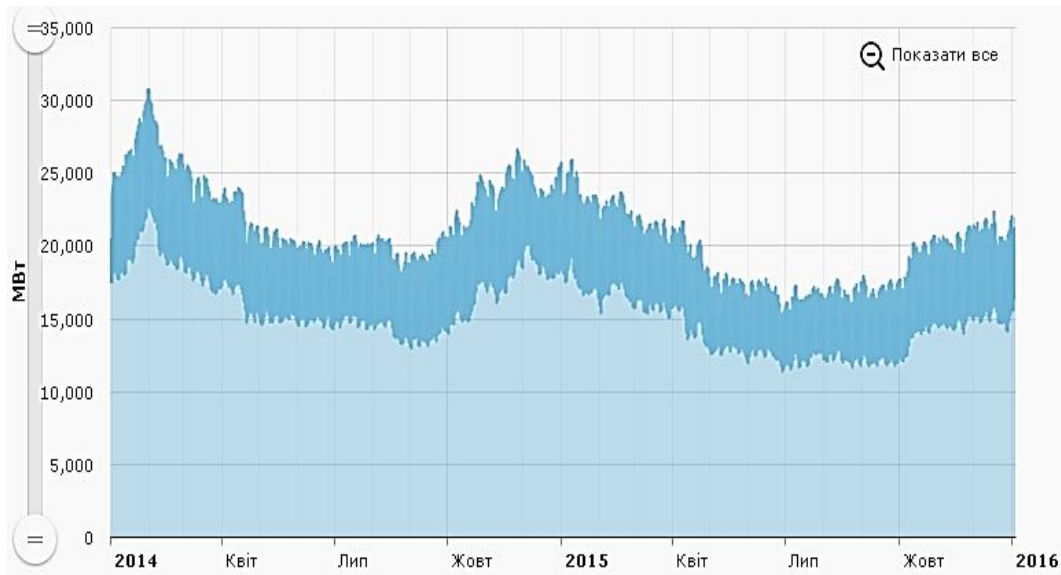


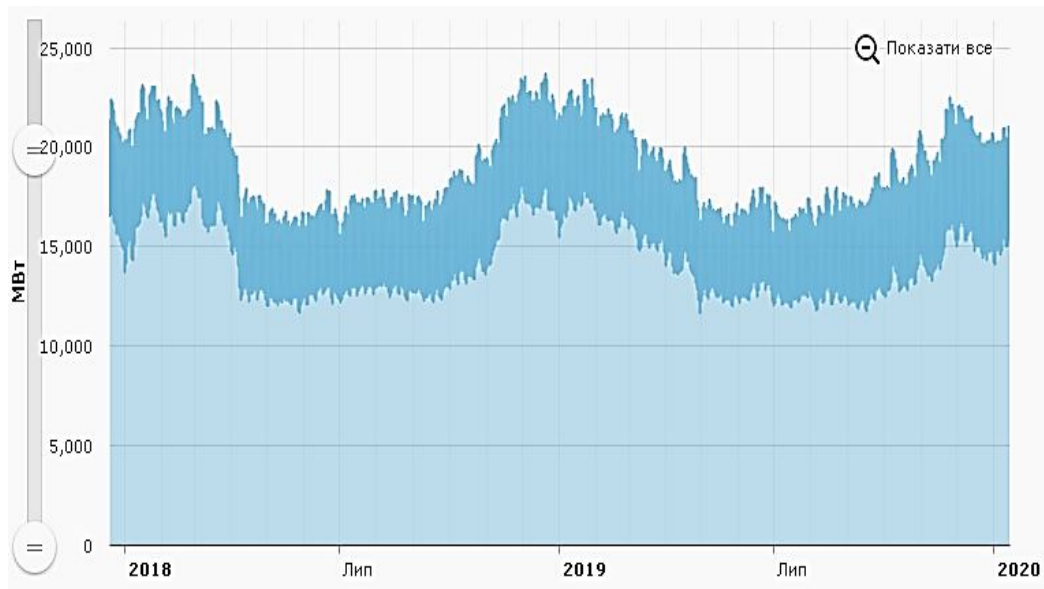
Рис. 6.9. Добові графіки виробництва та споживання електроенергії в ОЕС України:
 а – покриття добового графіка навантаження електростанціями різних типів;
 б – характерний весняний добовий графік ОЕС України

Пікову частину графіка покривають маневровими електростанціями – ГЕС, ГАЕС та ГТУ.

Річні графіки споживання електроенергії в ОЕС України за 2014, 2015 та 2018, 2019 роки¹⁴ показано на рис. 6.10. Графіки вказують на зміщення в останні роки літнього мінімуму навантаження з липня – серпня на квітень – травень, – збільшення в літні місяці навантаження спричинене масовим використанням кондиціонерів повітря.



a



б

Рис. 6.10. Річний графік споживання електроенергії в ОЕС України:
a – за 2014 та 2015 рр.; *б* – за 2018 та 2019 рр.

¹⁴ <https://ua.energy/diyalnist/dyspetcherska-informatsiya/dobovyj-grafik-vyrobnytstva-spozhyvannya-e-e/>

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Назвіть та охарактеризуйте основні зони добових графіків навантаження.
2. Поясніть принципи розподілу навантаження електричної системи між ЕС різних типів.
3. Наведіть типи ЕС, які покривають пікову частину добового графіка навантаження енергосистеми.
4. Наведіть типи ЕС, які покривають базисну частину добового графіка навантаження енергосистеми.
5. Дайте характеристику ЕС, які покривають напівпікову частину добового графіка навантаження енергосистеми.

ЛІТЕРАТУРА: [33, С. 157–168]; [15, С. 34–36]; [50, С. 50–53].

РОЗДІЛ 7

ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ

В процесі передавання електричної енергії мають місце її втрати в елементах ЕМ. Величина втрат електроенергії під час її транспортування та розподілу в реальних умовах, окрім кінцевих значень активних та реактивних опорів та провідностей елементів мережі, зумовлена ще і низкою системних чинників, таких як високий рівень неоднорідності мереж, низький рівень компенсації реактивної потужності, недостатньо ефективне використання регулювання напруги трансформаторами з РПН, завищена проектна густина струму, низькі класи напруг у розподільних мережах.

Передавання електричної енергії ЕМ пов'язане із втратами енергії в ЛЕП, трансформаторах та інших елементах ЕМ. Такі втрати визначаються нагріванням проводів та обмоток трансформаторів під час протікання електричного струму, втратами енергії на іонізацію повітря (втрати на корону), діелектричними втратами КЛ, втратами енергії на перемагнічування осердя трансформаторів тощо¹⁵.

У загальному випадку втрати енергії в елементах ЕМ можна поділити на два класи.

1. Втрати енергії на нагрівання проводів ліній та обмоток трансформаторів, які визначаються робочими струмами в лініях і трансформаторах та мають місце лише під час протікання робочих струмів.

2. Втрати енергії на корону в ЛЕП, діелектричні втрати в КЛ, втрати на перемагнічування осердя трансформаторів. Ці втрати визначаються робочою напругою на елементах ЕМ та спостерігаються весь час, протягом якого устаткування перебуває під напругою.

Зауваження

Рівень втрат електроенергії в ЕМ коливається у значних межах залежно від щільності навантаження і в мережах 110...750 кВ ОЕС України вони декларуються на рівні 10...15%, а в деяких енерговузлах розподільних мереж 6...35 кВ вони перебувають в межах 6...9 % загального споживання електроенергії в системі. Значну частину втрат становлять втрати в мережах 0,4 кВ, 6 кВ та 10 кВ. Втрати енергії в мережах 35 кВ і вище залежать від кількості ступенів трансформації, що враховуються під час електричних розрахунків. Орієнтовні значення втрат у мережах різної напруги у відсотках сумарного споживання електроенергії орієнтовно становлять: 750...500 кВ – 0,5...0,1 %; 330...220 кВ – 2,5...3,0 %; 150...110 – 3,5...4,0 %; 35 кВ – 0,5...1,0 %.

Миттєві значення втрат енергії визначають втрати потужності в устаткуванні ЕМ. При цьому розрізняють втрати активної та реактивної потужності. *Втрати активної енергії, віднесені до одиниці часу (1 с)*

¹⁵ Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередавання, затверджені наказом Міненерговугілля України від 21.06.2013, № 399.

визначають втрати активної потужності. Такі втрати визначаються протіканням струмів навантаження та струмів витоку через активні елементи (опори та провідності) схем заміщення устаткування ЕМ.

За аналогією із втратами активної потужності визначають також втрати реактивної потужності. Такі втрати обумовлені протіканням струмів навантаження та струмів витоку через реактивні елементи схем заміщення устаткування ЕМ.

Втрати реактивної потужності можуть мати різну фізичну природу. Втрати, обумовлені протіканням струмів через індуктивні елементи схем заміщення устаткування, мають індуктивний характер. Відповідно до принципів визначення повної потужності за київською електротехнічною школою такі втрати враховують з від'ємним знаком. Навпаки, втрати реактивної потужності, обумовлені протіканням струмів через ємнісні елементи схем заміщення, мають ємнісний характер, такі втрати враховують із додатним знаком. Часто місця локалізації ємнісних втрат реактивної потужності, зокрема зарядних потужностей ПЛЕП, розглядають як джерела реактивної потужності в електричних системах.

Відомо, що схеми заміщення устаткування ЕМ у загальному випадку містять поздовжні та поперечні вітки. У поздовжніх вітках спостерігаються втрати енергії та потужності від протікання робочих струмів, у поперечних – втрати енергії та потужності від впливу робочої напруги.

Режим напруги в нормальних робочих режимах електричних систем змінюється у досить вузькому діапазоні навколо свого номінального значення. Це означає, що струми витоку, а отже, і втрати в поперечних елементах схем заміщення устаткування майже не змінюються під час зміни навантаження електричної системи. Такі втрати умовно вважають незмінними і зазвичай визначають за номінальною напругою відповідного устаткування.

Навпаки, втрати, обумовлені робочими струмами в елементах ЕМ, постійно змінюються відповідно до зміни навантаження електричної системи. Такі втрати є змінними. Їх визначають за поточним навантаженням робочими струмами устаткування ЕМ.

Загалом фактичні втрати електроенергії можуть бути розділені на чотири складові:

- технічні втрати електроенергії, які зумовлені фізичними процесами, що відбуваються при передаванні електроенергії по електричних мережах і проявляються в перетворенні частини електроенергії в тепло в елементах мереж;
- втрата електроенергії на власні потреби ПС. Ці втрати викликані необхідністю забезпечення роботи технологічного обладнання підстанцій та життєдіяльності обслуговуючого персоналу;
- втрати електроенергії, які зумовлені похибками її вимірювання (недооблік електроенергії, метрологічні втрати);

- комерційні втрати, які зумовлені не санкціонованим відбором електроенергії (крадіжками), невідповідністю показань лічильників електроенергії побутовими споживачами та іншими причинами в сфері організації контролю за споживанням енергії.

7.1 Потужність електричної системи змінного струму

Миттєві значення напруги та струму електричного кола змінного струму можна записати, відповідно:

$$u = U_m \sin \omega t; \quad i = I_m \sin(\omega t - \varphi),$$

де U_m, I_m – амплітудні значення напруги та струму;

φ – кут зсуву фаз між напругою та струмом. Знак «мінус» відповідає активно-індуктивному навантаженню.

Миттєве значення потужності електричного кола змінного струму знаходять як добуток миттєвих значень напруги та струму:

$$p = u \cdot i = U_m \sin \omega t \cdot I_m \sin(\omega t - \varphi). \quad (7.1)$$

Враховуючи, що

$$U_m = \sqrt{2}U, \quad I_m = \sqrt{2}I$$

та

$$2 \sin \omega t \cdot \sin(\omega t - \varphi) = \left(\cos(\omega t - (\omega t - \varphi)) - \cos(\omega t + (\omega t - \varphi)) \right),$$

миттєве значення потужності можна записати у такому вигляді:

$$\begin{aligned} p &= UI \left(\cos(\omega t - (\omega t - \varphi)) - \cos(\omega t + (\omega t - \varphi)) \right) = \\ &= UI \cos \varphi - UI \cos(2\omega t - \varphi), \end{aligned} \quad (7.2)$$

де U, I – діючі значення напруги та струму в електричній системі.

На рис. 7.1 подано графіки зміни у часі миттєвих значень напруги, струму та потужності відповідно до виразів (7.1) та (7.2) за роботи електричної системи на активно-індуктивне навантаження.

Аналіз виразу (7.2) характеризує потужність системи змінного струму двома складовими – сталою $UI \cos \varphi$ та пульсуючою $UI \cos(2\omega t - \varphi)$, яка змінюється з подвоєною частотою. Середнє значення потужності за період дорівнює сталій складовій (рис. 7.2). Величину $UI \cos \varphi$ називають активною потужністю системи змінного струму:

$$P = UI \cos \varphi = S \cos \varphi.$$

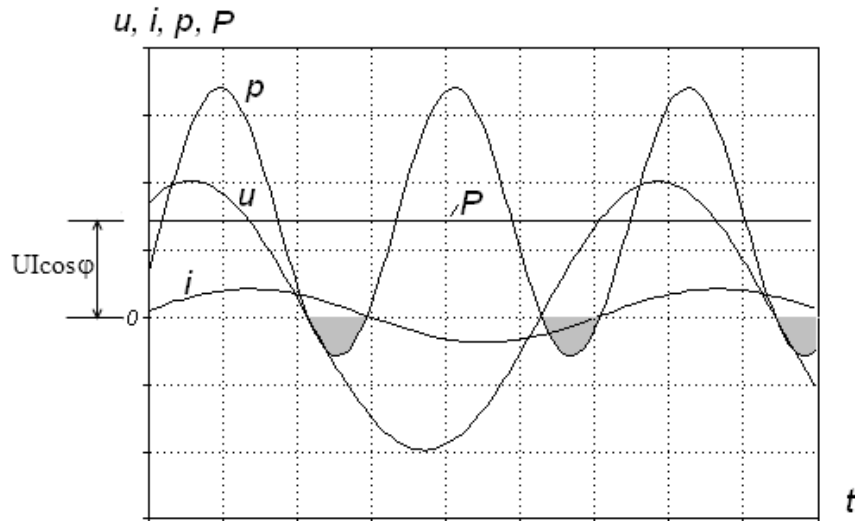


Рис. 7.1. Графіки зміни у часі миттєвих значень напруги, струму та потужності

Складову $S = UI$ називають явною або повною потужністю електричної системи змінного струму; $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності.

Вираз (7.2) можна записати як

$$p = UI \cos \varphi - UI \cos(2\omega t - \varphi) = P - S \cos(2\omega t - \varphi). \quad (7.3)$$

Враховуючи, що $\cos(2\omega t - \varphi) = \cos \varphi \cos 2\omega t + \sin \varphi \sin 2\omega t$, вираз (7.3), зміни потужності системи в часі, можна подати у такому вигляді:

$$p = P - S(\cos \varphi \cos 2\omega t + \sin \varphi \sin 2\omega t) = P(1 - \cos 2\omega t) - Q \sin 2\omega t, \quad (7.4)$$

де складова $Q = UI \sin \varphi$ є реактивною потужністю.

Математичний вираз (7.4) фізично можна інтерпретувати таким чином, що активна потужність P передається від ДЖ до споживача, коливаючись навколо свого середнього значення (рис. 7.2).

Миттєве значення активної потужності коливається з подвійною частотою між нулем та подвійним значенням середньої потужності. Реактивна потужність Q електричної системи коливається навколо нульового значення з подвійною частотою змінного струму та відповідною амплітудою, характеризуючи постійний обмін енергією між ДЖ та споживачем. Протягом першої чверті періоду змінного струму енергія передається від ДЖ до споживача, а протягом другої чверті повертається від споживача до ДЖ. Далі описані процеси повторюються.

Реактивна потужність – це уявна потужність, викликана коливаннями енергії електромагнітного поля в електричному колі, характерна для синусоїдальних систем змінного струму.

Реактивна потужність співвідноситься з активною та повною потужностями за виразом

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}.$$

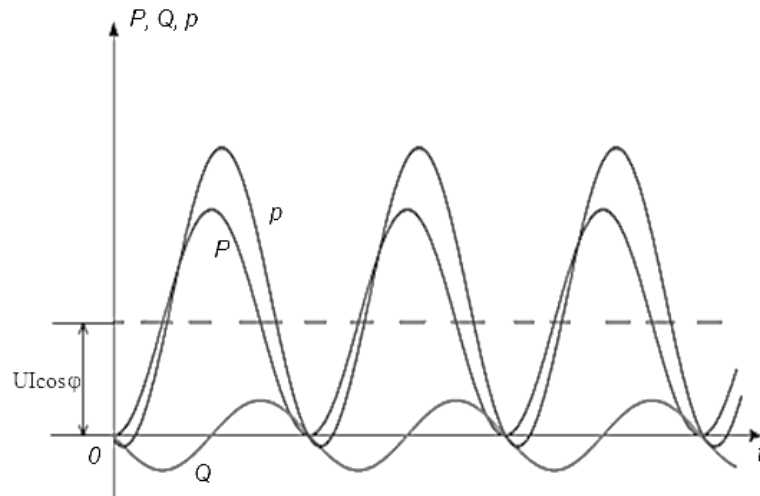


Рис. 7.2. Графіки зміни у часі миттєвих значень потужності

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Дайте визначення активної та реактивної потужності в системі.
2. Наведіть чинники втрат енергії в ЕМ.
3. Сформулюйте правила визначення втрат реактивної потужності.
4. Поясніть принцип поділу втрат потужності в ЕМ на змінні та незмінні.

ЛІТЕРАТУРА: [4, С. 71]; [13, С. 186]; [18, С. 111–113]; [19, С. 69]; [49, С. 50–51].

7.2 Визначення втрат потужності в лініях електропередавання

Втрати потужності в ЛЕП відбуваються як у поздовжніх, так поперечних елементах схем заміщення ліній. Позначимо втрати повної потужності у поздовжніх елементах схем заміщення ліній через $\Delta \dot{S}_Z$. Ці втрати визначені робочими струмами лінії. Втрати повної потужності у вітках поперечних провідностей схеми заміщення лінії позначимо через $\Delta \dot{S}_Y$. Ці втрати визначаються дією робочої напруги.

Відповідно до схеми заміщення ЛЕП втрати потужності від протікання робочих струмів відбуваються як в активному, так індуктивному поздовжніх опорах схеми заміщення. Такі втрати можна визначити за виразом

$$\Delta \dot{S}_Z = \Delta \widehat{U} I = (\widehat{I} \widehat{Z}) I = I^2 \widehat{Z} = I^2 (r - jx), \quad (7.5)$$

де I^2 – квадрат модуля вектора робочого струму ЛЕП; $\hat{Z} = r - jx$ – спряжений комплекс поздовжнього опору схеми заміщення ЛЕП.

Відповідно до виразу (7.5) можна стверджувати, що втрати потужності, обумовлені робочими струмами лінії, містять дві складові – активні та індуктивні. Індуктивні втрати реактивної потужності мають від’ємний знак, що характерно для київської електротехнічної школи.

Втрати потужності на поздовжніх ділянках схем заміщення ліній електропередавання можна визначити також за значеннями потоків активної та реактивної потужності за виразом

$$\Delta \dot{S}_z = I^2 (r - jx) = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} (r - jx), \quad (7.6)$$

де P , Q – потоки активної та реактивної потужності по ЛЕП; U – модуль вектора робочої напруги.

Для визначення втрат потужності у вираз (7.6) слід підставляти параметри (потужності та напругу) початку або кінця лінії відповідно.

Втрати потужності від протікання струмів витоку обумовлені дією робочої напруги та визначаються параметрами гілок поперечних провідностей схеми заміщення лінії. Для симетричних П-подібних схем заміщення ЛЕП такі втрати складаються із втрат на початку та на кінці схеми заміщення лінії, їх знаходять за виразом

$$\Delta \dot{S}_Y = \hat{U}_1 \dot{I}_{10} + \hat{U}_2 \dot{I}_{20} = \hat{U}_1 \dot{U}_1 \frac{Y}{2} + \hat{U}_2 \dot{U}_2 \frac{Y}{2} = \frac{1}{2} (U_1^2 + U_2^2) \underline{Y} = U_{\text{сеп}}^2 (g + jb), \quad (7.7)$$

де $\dot{U}_1, \dot{I}_{10}, \dot{U}_2, \dot{I}_{20}$ – вектори напруги та струмів витоку на початку та на кінці лінії відповідно; $U_{\text{сеп}} = \sqrt{\frac{1}{2} (U_1^2 + U_2^2)}$ – середньоквадратична робоча напруга в ЛЕП; U_1^2, U_2^2 – квадрати модулів векторів напруги на початку та на кінці лінії відповідно; $\underline{Y} = g + jb$ – повна поперечна провідність ЛЕП (без поділу навпіл згідно з П-подібною схемою заміщення).

В оціночних наближених розрахунках втрати потужності в поперечних елементах схеми заміщення ЛЕП можна визначити за номінальною напругою за виразом

$$\Delta \dot{S}_Y = U_n^2 (g + jb), \quad (7.8)$$

де U_n – номінальна напруга ЛЕП.

Відповідно до виразів (7.7) та (7.8) можна стверджувати, що втрати потужності в поперечних провідностях містять дві складові: активну та ємнісну.

Втрати активної потужності в поперечних елементах визначаються втратами потужності на корону в повітряних лініях електропередавання та в загальному діелектричними втратами в ізоляції КЛ:

– для повітряних ліній:

$$\Delta P_{\gamma} = \Delta P_{\kappa};$$

– для КЛ:

$$\Delta P_{\gamma} = \Delta Q_{\text{зар}} / \text{tg} \delta,$$

де ΔP_{κ} – втрати активної потужності на корону у ПЛЕП; $\Delta Q_{\text{зар}}$ – зарядна потужність КЛ; $\text{tg} \delta$ – тангенс кута діелектричних втрат КЛ (значення $\text{tg} \delta$ та діелектричну проникність ізоляції ε для кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену слід приймати за даними виробників кабельної продукції, а за відсутності таких даних дозволено приймати відповідно $\text{tg} \delta = 0,001 \dots 0,004$ та $\varepsilon = 2,3 \dots 2,4$).

Ємнісні втрати в поперечних провідностях ЛЕП зазвичай називають *зарядною потужністю* лінії. Такі втрати відповідно до київської електротехнічної школи мають додатний знак. Тому вітки поперечних провідностей схем заміщення ЛЕП можна розглядати як джерела реактивної потужності в електричних системах.

7.3 Втрати потужності в кабелі зі зшитого поліетилену

Методичні рекомендації щодо розрахунку втрат потужності та номінального струму в кабельній лінії наведені в стандарті МЕК 60287 1-1 Міжнародної електротехнічної комісії (IEC).

До втрат потужності в кабелі можуть спонукати з різні чинники, зокрема:

- струмом, що проходить через провідник - втрати в активному опорі провідної жили (їх також іноді називають активними «мідними» втратами, оскільки провідники переважно виготовлялися з міді);
- напруга на ізоляції (діелектричні втрати);
- індуковані струми в оболонці (втрати в оболонці);
- циркулюючі струми в петлях, що утворюються між оболонками різних фаз (міжоболонкові втрати).

Втрати в провіднику. Втрати в провіднику жили можна визначити за виразом

$$\Delta P_{\Pi} = I^2 R_{\Pi} \quad \text{Вт},$$

де R_{Π} - опір провідника, а I - сила струму в провіднику жили кабелю.

Діелектричні втрати. Для ідеального діелектрика коефіцієнт потужності дорівнює нулю. Оскільки кабель не є ідеальним діелектриком, коефіцієнт потужності не дорівнює нулю. Струм випереджає напругу на кут менше 90° , а отже, виникають втрати потужності, які можна представити наступним чином

$$\Delta P_D = UI \cos \varphi = UI \sin \delta = U \left(\frac{i}{\cos \delta} \right) \sin \delta = U^2 \cdot \omega C \cdot \operatorname{tg} \delta,$$

де C – ємність кабелю, U – прикладена напруга, $i = U \cdot \omega C$ – зарядний струм.

Діелектричні втрати потужності пропорційні U^2 і $\operatorname{tg} \delta$.

Втрати в оболонці кабелю. Втрати потужності, які виникають в оболонці кабелю, зазвичай визначають за емпіричною формулою Арнольда. Формула Арнольда для втрат в оболонці $\Delta P_{об}$ має вигляд

$$\Delta P_{об} = 7,7 \cdot 10^{-3} \frac{I^2}{R_{об}} \left(\frac{r_{cp}}{d} \right)^2,$$

де r_{cp} – середній радіус оболонки, d – відстань між кабелями (від центру до центру), $R_{об}$ – опір оболонки за повної довжини кабелю, I – струм в кабелі.

Втрати в оболонці зазвичай становлять від 2 до 5 % від втрат потужності в провідниковій жилі.

Втрати між оболонками кабелів. Міжоболонкові втрати мають місце лише тоді, коли оболонки сусідніх кабелів з'єднані разом. В такому разі індукована ЕРС викликає циркулюючий між оболонками струм.

На практиці оболонки повинні бути з'єднані разом щоб уникнути іскріння, яке може призвести до пошкодження оболонок кабелів.

Втрати між оболонками $\Delta P_{i_об}$ можна розрахувати наступним чином.

Взаємна індуктивність $M_{об}$ між жилою одного кабелю і оболонкою сусіднього кабелю визначається за формулою

$$M_{об} = \frac{\mu}{2\pi} \ln \left(\frac{d}{r} \right),$$

де r – радіус жили, d – відстань між кабелями (від центру до центру).

Індукована напруга $U_{i_об}$ визначається за виразом

$$U_{i_об} = I \cdot \omega M_{об},$$

а індукований струм $I_{i_об}$

$$I_{i_об} = \frac{U_{i_об}}{\left[R_{об}^2 + \omega^2 M_{об}^2 \right]^{\frac{1}{2}}} = \frac{i \omega M_{об}}{\left[R_{об}^2 + \omega^2 M_{об}^2 \right]^{\frac{1}{2}}}$$

Таким чином, міжоболонкові втрати $\Delta P_{i_об}$ визначаються за формулою

$$\Delta P_{i_об} = I_{i_об}^2 R_{об} = \frac{I^2 \omega^2 M_{об}^2}{R_{об}^2 + \omega^2 M_{об}^2} R_{об}$$

Як правило, опір оболонки $R_{об} \gg \omega M_{об}$, так що

$$\Delta P_{i_об} = \frac{I^2 \omega^2 M_{об}^2}{R_{об}}$$

Міжоболонкові втрати потужності більші, ніж втрати в оболонці, і можуть становити від 10 % до 50 % від втрат потужності в жилі кабелю. Таким чином, загальна втрата потужності (за винятком діелектричних втрат) визначається як сума втрат в струмопровідній жилі, оболонці та між оболонками

$$\Delta P = I^2 R_{II} + 7,7 \cdot 10^{-3} \frac{I^2 \left(\frac{r_{cp}}{d} \right)^2}{R_{o6}} + \frac{I^2 \omega^2 M_{o6}^2}{R_{o6}}$$

На рис. 7.3 наведено модель розподілу густини струму в перерізі екранів кабелів. Найменша густина струму спостерігається у взаємодотичних частинах оболонок кабелів, тобто в середній частині кабельної лінії зі взаємоскомпенсованим електромагнітним полем.

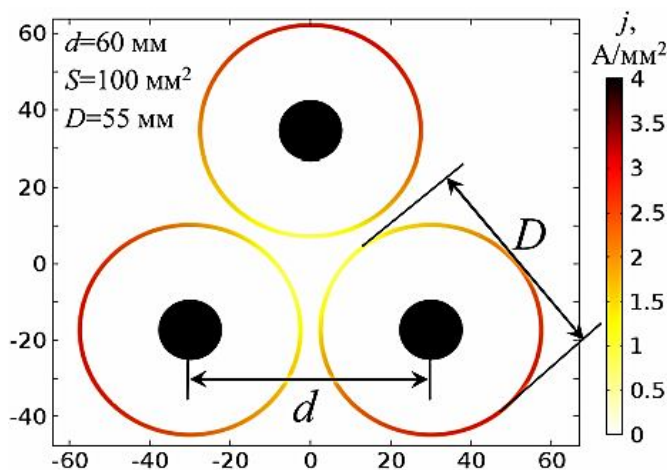


Рис. 7.3. Розподіл густини струму в оболонках у перерізі кабелів¹⁶

Оскільки всі складові втрат потужності залежать від I^2 , то можемо виразити втрати через ефективний опір R_{eff} . Це дає загальну втрату потужності в термінах ефективного опору як

$$\Delta P = I^2 R_{eff}$$

$$R_{eff} = R_{II} + \frac{7,7 \cdot 10^{-3} \left(\frac{r_{cp}}{d} \right)^2}{R_{o6}} + \frac{\omega^2 M_{o6}^2}{R_{o6}}$$

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Наведіть місця локалізації змінних втрат потужності в ЛЕП.
2. Наведіть місця локалізації незмінних втрат потужності у ПЛЕП та КЛЕП.
3. Наведіть вирази для визначення втрат потужності у ЛЕП, обумовлених робочими струмами.
4. Наведіть вирази для визначення втрат потужності в ЛЕП, обумовлених робочою напругою.

ЛІТЕРАТУРА: [1, С. 96–99]; [3, С. 70–71]; [4, С. 71–73]; [18, С. 113–114]; [19, С. 69–70]; [49, С. 51–53].

¹⁶ Модель нерівномірності густини струму в перерізі екранів кабелю типу АПвЕгаПу-110 1×240/70 в COMSOL Multiphysics при струмі в жилі 95 А (ДУ «ІТІМ НАН України»)

7.4 Визначення втрат потужності в силових трансформаторах та автотрансформаторах

Втрати потужності в силових трансформаторах мають дві складові, які визначаються робочим струмом в обмотках трансформатора та робочою напругою на його затискачах. Відповідно до Г-подібної схеми заміщення втрати від робочого струму спостерігаються у вітках поздовжніх опорів, а втрати від робочої напруги у контурі намагнічування силового трансформатора. Втрати потужності в силовому трансформаторі можна визначити за його паспортними даними та параметрами робочого режиму.

Втрати потужності у поперечному контурі намагнічування мають активну та індуктивну складові, які чисельно дорівнюють втратам потужності в дослідженні неробочого ходу:

$$\begin{aligned}\Delta P_Y &= \Delta P_{н.х}; \\ \Delta Q_Y &= -\Delta Q_{н.х} = -\frac{i_{н.х}}{100} S_T.\end{aligned}\tag{7.9}$$

Щоб знайти втрати реактивної потужності в контурі намагнічування, на попередньому етапі потрібно визначити реактивну складову струму неробочого ходу, проте для сучасних потужних трансформаторів активна складова струму незначна і нею можна знехтувати.

Втрати реактивної потужності в контурі поперечної провідності трансформаторів мають індуктивний характер, саме тому у виразі (7.9) такі втрати показані з від'ємним знаком.

Втрати потужності в обмотках трансформаторів від протікання струмів навантаження визначають за даними дослідження КЗ відповідно до типу конструктивного виконання трансформатора.

Втрати потужності у поздовжній вітці схеми заміщення двообмоткового трансформатора можна представити виразами

$$\begin{aligned}\Delta P_Z &= \Delta P_{к.з} \left(\frac{S}{S_T} \right)^2 = \Delta P_{к.з} \beta^2; \\ \Delta Q_Z &= -\Delta Q_{к.з} \left(\frac{S}{S_T} \right)^2 = -\frac{u_{к.з}}{100} S_T \left(\frac{S}{S_T} \right)^2 = -\frac{u_{к.з}}{100} S_T \beta^2.\end{aligned}\tag{7.10}$$

У виразах (7.10) $\beta = \frac{S}{S_T}$ – коефіцієнт завантаження обмоток трансформатора; S – модуль потужності навантаження трансформатора; S_T – номінальна потужність трансформатора.

Введення коефіцієнта завантаження обмоток у вирази (7.10) пояснюється такими міркуваннями. Справа в тому, що характеристики досліду КЗ

визначають виходячи з номінального завантаження вторинної обмотки силового трансформатора. Насправді навантаження обмоток трансформатора відрізняється від номінального і залежить від стохастичних процесів виробництва та споживання електричної енергії. Тому, визначаючи втрати потужності в обмотках силового трансформатора від протікання робочих струмів, треба зважати на зміну втрат щодо даних досліджень КЗ пропорційно квадрату струму навантаження, що і враховує квадрат коефіцієнта завантаження обмоток трансформатора.

Зазначимо, що для визначення втрат реактивної потужності в обмотках силового трансформатора потрібно заздалегідь обчислити реактивну складову напруги КЗ.

Зауваження

Для сучасних потужних трансформаторів активна складова напруги незначна і нею можна знехтувати

Для триобмоткових силових трансформаторів та АТ втрати потужності від протікання робочих струмів по обмотках знаходять окремо для кожної обмотки за виразами:

$$\begin{aligned} \Delta P_Z &= \Delta P_{к.в} \beta_B^2 + \Delta P_{к.с} \beta_C^2 + \Delta P_{к.н} \beta_H^2; \\ \Delta Q_Z &= -\frac{S_T}{100} (u_{к.в} \beta_B^2 + u_{к.с} \beta_C^2 + u_{к.н} \beta_H^2), \end{aligned} \quad (7.11)$$

де $\Delta P_{к.в}$, $u_{к.в}$, $\Delta P_{к.с}$, $u_{к.с}$, $\Delta P_{к.н}$, $u_{к.н}$ – фіктивні характеристики досліджень КЗ, віднесені до обмоток високої, середньої та низької напруг відповідно; $\beta_B = S_B/S_T$, $\beta_C = S_C/S_T$, $\beta_H = S_H/S_T$ – коефіцієнти завантаження обмоток високої, середньої та низької напруг відповідно; S_B , S_C , S_H – модулі потужностей навантаження обмоток високої, середньої та низької напруг відповідно.

Зауваження

Як правило навантаження обмоток триобмоткових силових трансформаторів мають різні значення. Відповідно до першого закону Кірхгофа потужність навантаження первинної обмотки ВН дорівнює геометричній сумі потужностей навантажень вторинних обмоток середньої та низької напруг. Тому коефіцієнт завантаження первинної обмотки зазвичай не дорівнює алгебричній сумі коефіцієнтів завантаження вторинних обмоток:

$$\begin{aligned} \dot{S}_B &= \dot{S}_C + \dot{S}_H; \\ \beta_B &\neq \beta_C + \beta_H. \end{aligned}$$

Якщо триобмотковий трансформатор виконано із скороченими обмотками, то перш ніж визначити втрати потужностей, на попередньому етапі, характеристики досліджень КЗ потрібно перерахувати до номінальної потужності трансформатора (до умов первинної обмотки трансформатора).

Втрати реактивної потужності в обмотках силового трансформатора мають індуктивний характер, тому у виразах (7.10) та (7.11) їх наведено зі знаком мінус.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Назвіть місця локалізації змінних втрат потужності в силових трансформаторах та АТ.
2. Назвіть місця локалізації незмінних втрат потужності в силових трансформаторах та АТ.
3. Наведіть вирази для визначення втрат потужності в силових трансформаторах, обумовлених робочими струмами.
4. Наведіть вирази для визначення втрат потужності в силових трансформаторах, обумовлених робочою напругою.
5. Наведіть визначення коефіцієнтів завантаження обмоток силового трансформатора.
6. Поясніть положення про те, що алгебрична сума коефіцієнтів завантаження вторинних обмоток триобмоткового трансформатора зазвичай не дорівнює коефіцієнту завантаження первинної обмотки.

ЛІТЕРАТУРА: [1, С. 99–100]; [3, С. 234–236]; [4, С. 77–78]; [7, С. 92–93]; [12, С. 114–116]; [13, С. 70–71]; [16, С. 52–53].

7.5 Втрати енергії в електричній мережі

Втрати енергії в електричній системі можна визначити як добуток втрат активної потужності на час, протягом якого електрична система функціонувала з відповідним навантаженням. Оскільки навантаження електричної системи протягом часу змінюється, то для визначення втрат енергії протягом певного періоду слід обчислити інтеграл вигляду

$$\Delta A = \int_0^T \Delta P(t) dt, \quad (7.12)$$

де $\Delta P(t)$ – функція зміни втрат активної потужності протягом часу; T – термін часу, протягом якого визначають втрати енергії (для втрат енергії протягом року $T = 8760$ год).

Як відмічалось вище, втрати потужності поділяють на змінні та постійні. До першої групи відносять втрати, обумовлені робочими струмами, а до другої – робочою напругою.

Для визначення втрат енергії, обумовлених робочою напругою електроустаткування, наприклад втрат енергії на корону, умовно вважають, що робоча напруга протягом року є незмінною та дорівнює номінальній напрузі. За цих умов такі втрати енергії протягом року визначаються за виразом

$$\Delta A_{\text{рік}} = \Delta P_Y T_{\text{рік}},$$

де ΔP_Y – втрати активної потужності у вітках поперечних провідностей схем заміщення електроустаткування ЕМ; $T_{\text{рік}}$ – час знаходження електроустаткування під напругою протягом року.

Для визначення втрат енергії, обумовлених протіканням робочого струму в устаткуванні, безпосереднє використання виразу (7.12) не є виправданим, оскільки потребує значних обсягів розрахунків втрат активної потужності в устаткуванні ЕМ за кожного поточного значення навантаження системи. Тому у практиці електротехнічних розрахунків зазвичай використовують інші підходи, які ґрунтуються на використанні інтегральних показників функціонування електричної системи.

Втрати потужності у поздовжніх елементах схем заміщення устаткування ЕМ визначають узагальненим виразом

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} R = \left(\frac{P}{U \cos \varphi} \right)^2 R,$$

де S – модуль повної потужності; R – активний опір поздовжніх елементів схем заміщення устаткування ЕМ.

Таким чином вираз (7.12) для визначення втрат енергії в ЕМ набуває вигляду

$$\Delta A = \int_0^T \frac{R_i}{U^2 \cos^2 \varphi_{\text{сеп.}i}} P_i^2(t) dt,$$

де i – індекс поточного елемента ЕМ; $P_i(t)$ – поточне значення навантаження i -го елемента ЕМ відповідно до графіка навантаження; $\cos \varphi_{\text{сеп.}i}$ – середньозважене значення коефіцієнта потужності i -го споживача ЕМ,

$$\cos \varphi_{\text{сеп.}i} = \frac{S_1 \cos \varphi_1 + S_2 \cos \varphi_2 + \dots + S_n \cos \varphi_n}{S_1 + S_2 + \dots + S_n} = \frac{\sum_{n=1}^{n=M} S_n \cos \varphi_n}{\sum_{n=1}^{n=M} S_n}.$$

Графік навантаження ЕМ за тривалістю можна перерахувати до квадратичних координат (квадрат потужності – час), як показано на рис. 7.4. Такі графіки можуть бути неперервними або ступінчастими.

Очевидно, що площа фігури, обмежена квадратичним графіком навантаження, за тривалістю пропорційна втратам енергії протягом відповідного терміну:

– для безперервного графіка:

$$\Delta A \equiv \int_0^T P^2(t) dt;$$

– для ступінчастого графіка:

$$\Delta A \equiv \sum_0^T P_i^2 \Delta t.$$

Отриманий квадратичний графік навантаження за тривалістю можна замінити прямокутним графіком, ордината якого дорівнює квадрату максимального навантаження, а площа – така сама, як під реальним графіком. Абсциса такого графіка визначає час максимальних втрат (рис. 7.5).

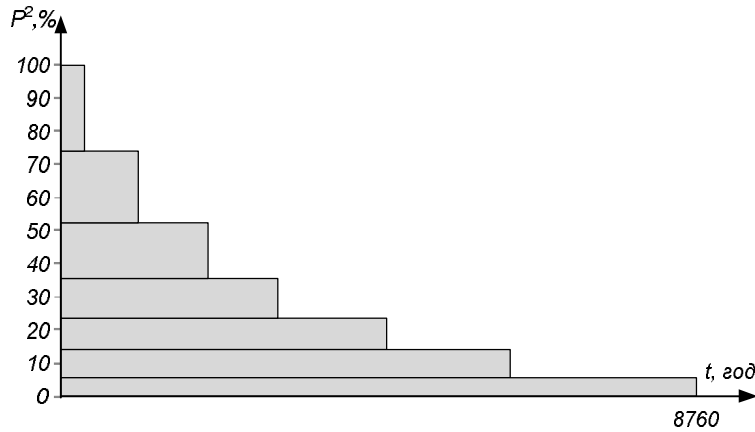


Рис. 7.4. Квадратичний графік навантаження за тривалістю

Час максимальних втрат – це такий фіктивний час, протягом якого електрична система працює з максимальним навантаженням і має втрати енергії такі самі, що і за реальним графіком. У практиці електротехнічних розрахунків час максимальних втрат зазвичай позначають грецькою літерою τ та розраховують за формулами:

– для неперервного графіка:
$$\tau = \frac{\int_0^{8760} P^2(t) dt}{P_{\max}^2};$$

– для ступінчастого графіка:
$$\tau = \frac{\sum_0^{8760} P_i^2 \Delta t}{P_{\max}^2}.$$

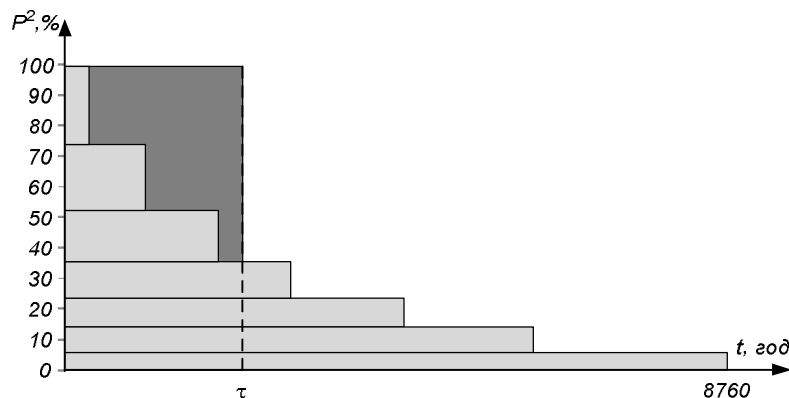


Рис. 7.5. Графічна інтерпретація часу максимальних втрат

Втрати енергії протягом року знаходять за виразом

$$\Delta A = \Delta P_{\max} \tau,$$

де ΔP_{\max} – сумарні втрати активної потужності в режимі максимальних навантажень.

Використання часу максимальних втрат дозволяє суттєво скоротити обсяг розрахунків, оскільки відпадає необхідність розрахунків втрат потужності за різних навантажень згідно з графіком та проводити розрахунок лише для режиму максимальних навантажень.

Досить част ситуації, коли графіки навантаження відсутні, а відомі лише максимальні навантаження та час максимального навантаження. В такому разі час максимальних втрат знаходять за емпіричною формулою:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 8760. \quad (7.13)$$

Вираз (7.13) дає наближені, але досить прийнятні результати.

В електроустаткуванні ЕМ для визначення втрат енергії, за відсутності графіка навантаження, використовують також підхід на основі середньоквадратичної потужності навантаження. Квадратичний графік навантаження за тривалістю замінюють прямокутним графіком за тією самою площею, абсциса якого дорівнює 8760 годин. Ордината такого прямокутного графіка визначає середньо-квадратичну потужність навантаження (рис. 7.6).

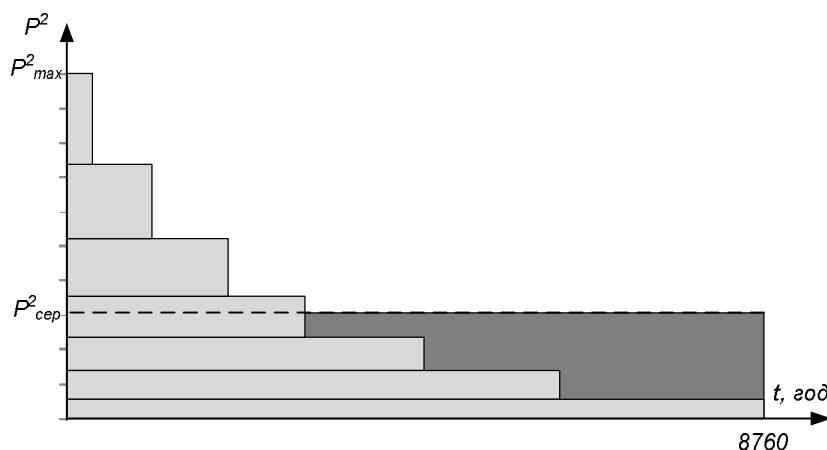


Рис. 7.6. Графічна інтерпретація середньоквадратичного навантаження

Середньоквадратичне навантаження устаткування ЕМ – це таке фіктивне навантаження, з яким устаткування працює протягом року із втратами енергії такими самими, що й за реальним графіком:

– для неперервного графіка:
$$P_{\text{сеп}} = \sqrt{\frac{\int_0^{8760} P^2(t) dt}{8760}};$$

– для ступінчастого графіка:
$$P_{\text{сеп}} = \sqrt{\frac{\sum_0^{8760} P_t^2 \Delta t}{8760}}.$$

Таким чином втрати енергії протягом року можливо визначити за виразом

$$\Delta A = \left(\frac{P_{\text{сеп}}}{U_{\text{н}} \cos \varphi_{\text{сеп}}} \right)^2 R \cdot 8760,$$

де $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга устаткування; $\cos \varphi_{\text{сеп}}$ – середньозважене значення коефіцієнта потужності.

Для визначення сумарних втрат енергії необхідно скласти разом втрати енергії в поперечних і поздовжніх елементах схеми заміщення. Для визначення втрат енергії в ЛЕП, яка була увімкнена під напругу протягом всього року, треба скористатися виразом

$$\Delta A = \Delta P_{\text{к}} l \cdot 8760 + \frac{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}{U^2} \cdot r_0 l \cdot \tau \cdot 10^3,$$

або виразом

$$\Delta A = \left(\Delta P_{\text{к}} l + \frac{S_{\text{сеп}}^2}{U_{\text{н}}^2} r_0 l \cdot 10^3 \right) 8760,$$

де $\Delta P_{\text{к}}$ – питомі втрати активної потужності на корону; r_0 – питомий активний опір лінії; l – довжина лінії.

Множник 10^3 у другій складовій попередньої формули призначений для переведення втрат активної потужності з мегават (МВт) до кіловат (кВт).

Для двообмоткового трансформатора втрати енергії обчислюють за виразом

$$\Delta A = \Delta P_{\text{н.х}} \cdot 8760 + \Delta P_{\text{к.з}} \beta^2 \cdot \tau,$$

або за виразом

$$\Delta A = \left(\Delta P_{\text{н.х}} + \Delta P_{\text{к.з}} \beta_{\text{сеп}}^2 \right) \cdot 8760,$$

де $\beta_{\text{сеп}} = \frac{S_{\text{сеп}}}{S_{\text{т}}}$ – коефіцієнт завантаження обмоток трансформатора за середньоквадратичного навантаження.

Для триобмоткового трансформатора втрати енергії визначають за виразом

$$\Delta A = \Delta P_{н.х} \cdot 8760 + (\Delta P_{к.в} \beta_{в}^2 + \Delta P_{к.с} \beta_{с}^2 + \Delta P_{к.н} \beta_{н}^2) \cdot \tau,$$

або за виразом

$$\Delta A = (\Delta P_{н.х} + \Delta P_{к.в} \beta_{сер.в}^2 + \Delta P_{к.с} \beta_{сер.с}^2 + \Delta P_{к.н} \beta_{сер.н}^2) \cdot 8760,$$

де $\beta_{сер.в} = \frac{S_{сер.в}}{S_T}$, $\beta_{сер.с} = \frac{S_{сер.с}}{S_T}$, $\beta_{сер.н} = \frac{S_{сер.н}}{S_T}$ – коефіцієнти завантаження обмоток високої, середньої та низької напруг трансформатора за середньоквадратичних навантажень відповідних обмоток.

У деяких випадках може бути доцільно втрати електроенергії від потоків активної та реактивної потужностей визначати окремо:

$$\Delta A = \frac{P_{\max}^2}{U^2} R \tau_a + \frac{Q_{\max}^2}{U^2} R \tau_p$$

де τ_a і τ_p знаходять через час використання максимуму T_a і T_p відповідно активної та реактивної складових потоку потужності; кількість годин використання максимуму реактивної складової потоку потужності треба визначати за площею річних графіків реактивної потужності.

Для мереж 35 кВ та 110 кВ у більшості випадків $T_p = (0,7 \dots 0,8) T_a$.

Зауваження

Слід мати на увазі, що зменшення T_p означає підвищення середнього за рік рівня напруги на приймальних кінцях ліній і призводить до деякого зниження втрат від потоків активної потужності, що у величині τ_a не враховується.

Втрати електроенергії у загальній кількості втрат у мережах загального користування приблизно розподіляються так, як наведено в табл. 7.1. Втрати енергії у трансформаторах і АТ становлять близько 30 % сумарних втрат у мережі відповідного ступеня напруги.

Втрати електроенергії ЕМ ОЕС України декларуються оператором передачі на рівні 10...15 %, з них в розподільних мережах 6...9 %. Між тим у країнах Європи втрати електроенергії в ЕМ становлять 4...6 %.

Важливими системними засобами зниження втрат в процесі технологічного процесу передавання електроенергії є встановлення в електричних мережах компенсуювальних пристроїв, призначених для створення оптимальних потоків реактивної потужності для підтримання нормованого профілю напруги мережі.

Таблиця 7.1. Структура втрат електроенергії за класами напруг у загальній кількості втрат

Електроустановки та процеси	Втрати електроенергії, %
ЛЕП 330-750 кВ	11
ЛЕП 220 кВ	15
ЛЕП 35-150 кВ	41
ЛЕП 0,4-20 кВ	2
Втрати на корону	2
Інші елементи мережі (реактори, генератори, що працюють у режимі синхронного компенсатора, вимірювальні прилади, трансформатори струму та напруги)	3
Власні потреби підстанції	2

Зауваження

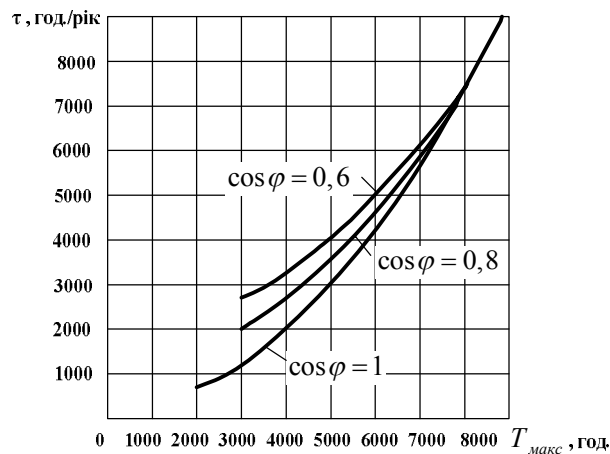
Залежність $\tau = f(T_{\text{макс}})$, часу максимальних втрат τ від кількості годин використання максимуму $T_{\text{макс}}$ та $\cos \varphi$ споживачів з типовим характером графіка навантаження зображено на рисунку нижче.

Слід мати на увазі, що можливе відхилення графіка навантажень від типового, і тоді залежність $\tau = f(T_{\text{макс}})$ може відхилятися від показаної на рисунку.

Якщо відомо T_{max} , тоді можна визначити, в яких межах змінюється τ незалежно від графіка навантаження:

$$(T_{\text{max}}/T)^2 \leq \tau/T \leq T_{\text{max}}/T.$$

Зі співвідношення можна зробити висновок, що чим більше T_{max} , тим вужчі межі зміни τ .



Найменше значення відношення τ/T буде в тому випадку, коли навантаження має піковий характер (максимальне навантаження виникає короткочасно, а в решту часу воно значно менше, тобто $T_{\text{макс}} \rightarrow 0$).

Найбільше значення відношення $\tau/T = 1$ буде у разі, коли навантаження майже не відхиляється від максимального, тобто $T_{\text{макс}} \rightarrow T$.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Наведіть загальний вираз для визначення втрат енергії в ЕМ.
2. Наведіть вираз для визначення втрат енергії, обумовлених дією робочої напруги.

3. *Що являють собою квадратичні графіки навантаження за тривалістю?*
4. *У чому полягає основна властивість квадратичних графіків навантаження?*
5. *Наведіть визначення часу максимальних втрат.*
6. *Наведіть вираз для визначення втрат енергії протягом року із застосуванням часу максимальних втрат.*
7. *Наведіть вираз емпіричної формули для визначення часу максимальних втрат.*
8. *Наведіть визначення середньоквадратичного навантаження.*
9. *Наведіть вираз для визначення втрат енергії протягом року із застосуванням середньоквадратичного навантаження.*
10. *Наведіть вирази для визначення втрат енергії протягом року в ЛЕП.*
11. *Наведіть вирази для визначення втрат енергії протягом року в силовому двообмотковому трансформаторі.*
12. *Наведіть вирази для визначення втрат енергії протягом року в силовому триобмотковому трансформаторі.*

ЛІТЕРАТУРА: [33, С. 169–183]; [1, С. 100–106]; [3, С. 71–75]; [4, С. 73–78]; [13, С. 182–186]; [14, С. 237–244]; [15, С. 168–173]; [18, С. 116–128]; [19, С. 73–79]; [49, С. 55–60]; [50, С. 405–407]; [51, С. 285–288]; [52, С. 362–367]; [68, С. 16–80].

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Аналіз неоднорідностей електроенергетичних систем / О. М. Войтов, Н. І. Воропай, А. З. Гамм та ін. – Новосибірськ: Наука, 1999. – 256 с. – ISBN 5-02-031231-2.
2. Аналіз та управління усталеними станами електроенергетичних систем / Н. А. Мурашко, Ю. А. Охорзін, Л. А. Крумм та ін. – Новосибірськ: Наука, 1987. – 240 с.
3. Арзамасцев Д. А. АСУ та оптимізація режимів енергосистем / Д. А. Арзамасцев, П. І. Бартоломей, А. М. Холян; під ред. Д. А. Арзамасцева. – М.: Вищ. шк., 1983. – 208 с.
4. Аюєв Б. І. Основи функціонування об'єднаної електроенергетичної системи континентальної Європи/Б. І. Аюєв. – Єкатеринбург: УрО РАН, 2008. – 276 с. – ISBN 5-7691-1986-1.
5. Баркан Я. Д. Експлуатація електричних систем: навч. посібник для електроенергет. спеціальностей вузів/Я. Д. Баркан. – М.: Вищ. шк., 1990. – 304 с. – ISBN 5-06-000448-1.
6. Бернас С. Математичні моделі елементів електроенергетичних систем / С. Бернас, З. Цек; пер. з польськ. – М.: Енерговидав, 1982. – 312 с.
7. Блок В. М. Електричні мережі та системи: навч. посібник для електроенергет. спец. вузів/В. М. Блок. – М.: Вищ. шк., 1986. – 430 с.
8. Боровиков В. А. Електричні мережі та системи: підруч. для технікумів/В. А. Боровиков, В. К. Косарев, Г. А. Ходот. – Л.: Енергія, 1977. – 392 с.
9. Бурбело М. Й. Розрахунок внутрішнього електропостачання : навчальний посібник / М. Й. Бурбело – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 122 с.
10. Василега П. О. Електропостачання : підручник / П. О. Василега. – Суми : Сумський державний університет, 2019. – 521 с. – ISBN 978-966-657-743-9.
11. Веніков В. А. Введення в спеціальність / В. А. Веніков, Є. В. Путятін; під ред. В. А. Венікова. – М.: Вищ. шк., 1973. – 294 с.
12. Веніков В. А. Кібернетичні моделі електричних систем: навч. посібник для вузів/В. А. Веніков, О. А. Суханов. – М.: Енерговидав, 1982. – 328 с.
13. Веніков В. А. Перехідні електромеханічні процеси в електричних системах: підруч. для електроенергет. спец. вузів / В. А. Веніков. – М.: Вищ. шк., 1985. – 536 с.
14. Воротницький В. Е. Розрахунок, нормування та зниження втрат електроенергії в електричних мережах: учеб.-метод. пос. / В. Е. Воротницький, М. А. Калінкіна. – М.: ІПКдержслужби, 2003. – 64 с. – ISBN 5-8081-0071-2.

15. Гамм А. З. Сенсори та слабкі місця в електроенергетичних системах / А. З. Гамм, І. І. Голуб. – Иркутськ: СЕІ СО РАН, 1996. – 99 с. – ISBN 5-7623-1217-8.
16. Гамм А. З. Спостережуваність електроенергетичних систем / А. З. Гамм, І. І. Голуб. – М.: Наука, 1990. – 200 с.
17. Гамм А. З. Статистичні методи оцінювання стану електроенергетичних систем/А. З. Гамм. – М.: Наука, 1976. – 220 с.
18. Герасименко А. А. Передача та розподіл електричної енергії / А. А. Герасименко, В. Т. Федін. – Р.М/Д. : Фенікс, 2008. – 715 с. – ISBN 987-5-222-13221-0.
19. Гераскін О. Т. Розробка методів діакоптики для розрахунку режимів великих електроенергетичних систем / О. Т. Гераскін, П. Т. Кутлер. – М.: ІПКдержслужби, 1998. – 15 с. – ISBN 5-8081-0005-4.
20. Глазунов А. А. Електричні мережі та системи: навч. посібник для вузів/А. А. Глазунов, А. А. Глазунов. – М., Л.: Державне енергетич. вид-во, 1960. – 368 с.
21. Глазунов А. А. Задачник з мереж електричних систем / А. А. Глазунов, А. А. Глазунов, Г. М. Розанов. – М., Л.: Державне енергетич. вид-во, 1953. – 160 с.
22. Городецький Г. М. Розрахунок електричних мереж / Г. М. Городецький. – Київ : Державне видавництво техніч. л-ри, 1953. – 334 с.
23. ГОСТ 22483-77. Жили струмопровідні мідні й алюмінієві для кабелів, проводів і шнурів. Основні параметри. Технічні вимоги. – 14 с.
24. Грицай М. А. Існування режиму електроенергетичної системи / М. А. Грицай; під ред. В. М. Постолатія. – Кишинів: Вид-во "Штіінця", 1987. – 122 с.
25. Давиденко Л. В. Електропостачання промислових об'єктів. Практикум: навчальний посібник / Л. В. Давиденко, Н. В. Коменда, В. А. Давиденко, М. М. Євсюк – Луцьк: ВІП ЛНТУ, 2022. – 244с. – ISBN 978-617-672-247-2.
26. ДБН В.2.5 -2002 С7. Проектування електрообладнання житлових і громадських будинків та споруд.
27. ДБН В.2.5.-23-2010. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення.
28. Дмитрієв М. В. Заземлення екранів однофазних силових кабелів 6-500 кВ. – СПб. : Вид-во Політехн. ун-ту, 2010. – 154 с.
29. Довідник з проектування електричних мереж / Під ред. Д. Л. Файбісовича. – М.: Вид-во НЦ ЕНАС, 2005. – 320 с.
30. Довідник з проектування електроенергетичних систем / Під ред. С. С. Рокотяна та І. М. Шапіро. – М.: Енергоатомвидат, 1985. – 352 с.
31. Довідник з розрахунку електричних мереж / І. Ф. Шаповалов. – Київ: Будівельник, 1986.– 223 с.

32. Довідник із проектування ліній електропередач / Під ред. М. А. Реута та С. С. Рокотяна. – М.: Енергія, 1980. – 296 с.
33. Електричні мережі та системи: підручник / В. В. Кирик. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021. – 324 с.
34. Електричні мережі: зб. Задач / Л. І. Петренко. – Київ: Вища шк., 1985. – 271 с.
35. Електричні системи та мережі в прикладах та ілюстраціях: навч. посібник для електроенерг. спец. / В. В. Єжков, Г. К. Зарудський, Е. Н. Зуєв та ін; під ред. В. А. Строева. – М.: Вищ. шк., 1999. – 352 с. – ISBN 5-06-003329-5.
36. Електричні системи та мережі. Вирішення практичних завдань / П. В. Личов, В. Т. Федін. – Мінськ: Дизайн ПРО, 1997. – 176 с.
37. Електричні системи та мережі: метод. вк. до викон. контрольн. робіт з дисц. для студ. усіх форм навч. та студ.-іноземців напряму підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад. : В. М. Сулейманов, В. О. Гижа, М. М. Лутчин. – Київ : НТУУ «КПІ», 2008. – Ч. 1. – 68 с.
38. Електричні системи та мережі: підруч. / Н. В. Буслова, В. Н. Винославський, Г. І. Денисенко, В. С. Перхач; під. ред. Г. І. Денисенка. – Київ: Вища шк., 1986. – 584 с.
39. Електричні системи. Автоматизовані системи управління режимами енергосистем: підруч. для вузів/ Під ред. В. А. Венікова. – М.: Вищ. шк., 1979. – 447 с.
40. Електричні системи. Електричні мережі: Підруч. для електроенергетич. спец. вузів / В. А. Веніков, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков та ін; під ред. В. А. Венікова, В. А. Строева. – М.: Вищ. шк., 1998. – 511 с. ISBN 5-06-001031-7.
41. Електричні системи. Електричні мережі: підруч. для електроенергетич. спец. вузів / В. А. Веніков, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков та ін; під ред. В. А. Венікова. – М.: Вищ. шк., 1971.– 439 с.
42. Електричні системи. Електричні розрахунки, програмування та оптимізація режимів: навч. посібник для електроенергетич. вузів/ Під ред. В. А. Венікова. – М.: Вищ. шк., 1973. – 320 с.
43. Електричні системи. Кібернетика електричних систем: навч. посібник для електроенерг. вузів/ Під ред. В. А. Венікова. – М.: Вищ. шк., 1974. – 328 с.
44. Електричні системи. Математичні задачі електроенергетики: підруч. для студ. вузів/ Під ред. В. А. Венікова. – М.: Вищ. шк., 1981. – 288 с.
45. Електричні системи. Режими роботи електричних систем та мереж: навч. посібник для електроенергетич. вузів/ Під ред. В. А. Венікова. – М.: Вищ. шк., 1975. – 344 с.

46. Електричні системи. Т. 2. Електричні мережі: навч. посібник для електроенергетич. вузів / В. А. Веніков, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков, Л. А. Солдаткіна; під ред. В. А. Венікова. – М.: Вищ. шк., 1971. – 440 с.
47. Електричні системи. Т. 3. Передача енергії змінним та постійним струмом високої напруги: Навч. посібник для електроенергетич. вузів/ Під ред. В. А. Венікова. – М.: Вищ. шк., 1972. – 368 с.
48. Електричні системи. Управління перехідними режимами електроенергетичних систем: підручник / Під ред. В. А. Венікова. – М.: Вищ. шк., 1982. – 247 с.
49. Жданов П. С. Питання стійкості електричних систем / П. С. Жданов; під ред. Л. А. Жукова. – М.: Енергія, 1979. – 456 с.
50. Железко Ю. С. Втрати електроенергії. Реактивна потужність. Якість електроенергії: посібник для практич. розрахунків/Ю. С. Железко. – М.: ЕНАС, 2009. – 456 с. – ISBN 978-5-93196-958-9.
51. Железко Ю. С. Розрахунок, аналіз та нормування втрат електроенергії в електричних системах / Ю. С. Железко, А. В. Артем'єв, О. В. Савченко. – М.: Вид-во НЦ ЕНАС, 2004. – 280 с. – ISBN 5-93196-364-6.
52. Жуков Л. А. Усталені режими складних електричних мереж і систем. Методи розрахунків/Л. А. Жуков, І. П. Стратан. – М.: Енергія, 1979. – 416 с.
53. Зорін В. В. Електричні мережі та системи : навч. посіб. / В. В. Зорін, Є. А. Штогрин, Р. О. Буйний. – Ніжин : Аспект-Поліграф, 2011. – 224 с.
54. Ідельчик В. І. Електричні системи та мережі : підруч. Для вузів / В. І. Ідельчик. – М.: Енергоатомвидав, 1989. - 592 с. - ISBN 5-283-01012-0.
55. Ідельчик В. І. Розрахунки усталених режимів електричних систем / В. І. Ідельчик. – М.: Енергія, 1977. – 192 с.
56. Імшенецький В. Н. Сільські електричні мережі / В. Н. Імшенецький, С. М. Рожавський. – М.: Колос, 1970. – 392 с.
57. Калентіонок Є. В. Оперативне управління в енергосистемах / Є. В. Калентіонок, В. Г. Прокопенко, В. Т. Федін; під загальною ред. В. Т. Федіна. – Мінськ: Вищ. шк., 2007. – 351 с. – ISBN 978-985-06-1260-1.
58. Калентіонок Є. В. Стійкість електроенергетичних систем: навч. посібник / Є. В. Калентіонок. – Мінськ: Техноперспектива, 2008. – 375 с. – ISBN 978-985-6591-47-4.
59. Караєв Р. І. Електричні мережі та енергосистеми: підруч. для вузів ж.-д. транспорту / Р. І. Караєв, С. Д. Волобринський, І. Н. Ковальов. – М.: Транспорт, 1988. – 326 с. – ISBN 5-277-00012-7.

60. Керовані електропередачі, 1972-2007: Вип. №8 (23) ювілейний; Праці 2001-2007 / Акад. Наук Молдови, Ін-т енергетики: Постолатій В.М., Бикова Є.В. – Ch. Tipogr. A.Ş.M., 2007. – 236 с.
61. Кирик В. В. Електричні мережі та системи. Режими роботи розімкнених мереж = Electrical power networks and systems. Operation modes of open networks : навч. посіб. з дисц. для студ. усіх форм навч. та студ.-іноземців спец. 141 «Енергетика, електротехніка та електромеханіка» / Уклад.: В.В. Кирик, Т.Б. Маслова. – К. : НТУУ «КПІ», 2015. – 256 с.
62. Козлов В. А. Міські розподільні електричні мережі / В. А. Козлов. – Енерговидат, 1982. – 224 с.
63. Конторович А. М. Граничні режими енергосистем. Основи теорії та методи розрахунків / А. М. Конторович, А. М. Крюков. – Іркутськ: Іркутськ. ун-т, 1985. – 72 с.
64. Короткевич М. А. Основи експлуатації електричних мереж: навч. посібник/М. А. Короткевич. – Мінськ: Вищ. шк., 1999. – 267 с. – ISBN 985-06-0437-9.
65. Костін В. Н. Електроживильні системи та електричні мережі: учб.-метод. комплекс (навчальний посібник) / В. Н. Костін. – СПб. : Вид-во СЗТУ, 2007. – 154 с.
66. Крюков К. П. Конструкції та механічний розрахунок ліній електропередачі / К. П. Крюков, Б. П. Новгородцев. – Л. : Енергія, 1970. – 392 с.
67. Куликов Ю. А. Перехідні процеси в електричних системах: навч. Посібник / Ю. А. Куликов. – М. : Мир, 2003. – 284 с. – ISBN 5-03-003503-6.
68. Лежнюк П. Д. Визначення та аналіз втрат електроенергії в розподільних мережах : Навчальний посібник / Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Кравцов К. І. – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 89 с.
69. Лежнюк П. Д. Оцінка чутливості втрат потужності в електричних мережах : моногр. / П. Д. Лежнюк, В. О. Лесько. – Вінниця : ВНТУ, 2010. – 120 с. – ISBN 978-966-641-390-4.
70. Ликін А. В. Електричні системи та мережі : навч. посібник / А. В. Ликін. – М.: Університет. Книга; Логос, 2008. – 254 с. – ISBN 978-5-98704-055-8.
71. Личев П. В. Електричні мережі енергетичних систем: навч. посібник / П. В. Личев, В. Т. Федін – Мінськ: Універсітэцкае, 1999. – 255 с. – ISBN 985-09-0189-6.
72. Лістратенков А. І. Теоретичні основи конструювання силових кабелів та проводів / А. І. Лістратенков. – М.: Поліграф сервіс, 2006. – 286 с.
73. Маркович І. М. Режими електроенергетичних систем / І. М. Маркович. – М.: Енергія, 1969. – 352 с.

74. Маркування кабелів та проводів [Електронний ресурс] // УкрПровод. – 2023. – Режим доступу : <https://ukrprovod.com.ua/uk/markuvannya-kabel%D1%96v-ta-provod%D1%96v>
75. Математичне моделювання режимів електроенергетичних систем в умовах невизначеності / Л. Л. Богатирьов, В. З. Манусов, Д. Содномдорж. – Улан-Батор: Вид-во друкарні МДТУ, 1999. – 348 с.
76. Мельник В. П. Математичні моделі електроенергетичних систем / В. П. Мельник. – Київ : ІСДО, 1998. – 336 с.
77. Мельников Н. А. Електричні мережі та системи: навч. посібник для вузів / Н. А. Мельников. – М.: Енергія, 1975. – 464 с.
78. Мельников Н. А. Матричний метод аналізу електричних ланцюгів / М. А. Мельников. – М.: Енергія, 1972. – 232 с.
79. Мельников Н. А. Реактивна потужність в електричних мережах / Н. А. Мельников. – М.: Енергія, 1975. – 128 с.
80. Моделювання граничних режимів електроенергетичних систем з урахуванням поздовжньої та поперечної несиметрії / В. П. Закарюкін, А. В. Крюков, Є. А. Крюков. – Іркутськ: ІСЕМ СО РАН, 2006. – 139 с.
81. Обчислювальні моделі потокорозподілу в електричних системах / Б. І. Аюєв, В. В. Давидов, П. М. Єрохін, В. Г. Неуймін ; під ред. П. І. Бартоломея. – М.: Флінта: Наука, 2008. – 256 с. – ISBN 978-5-02-034664-2.
82. Пантелєєв Є. Г. Монтаж та ремонт кабельних ліній. Довідник електромонтажника / Є. Г. Пантелєєв. – М.: Енергоатомвидат, 1990. – 288 с.
83. Пелісьє Рене. Енергетичні системи / Рене Пелісьє; пер. з франц. – М.: Вищ. шк., 1982. – 568 с.
84. Передача енергії на далекі відстані: навч. посібник / С. С. Ананічева, П. І. Бартоломей, А. Л. Мизін. – Єкатеринбург: УГТУ-УПІ, 1993. – 80 с. – ISBN 5-230-17081-6.
85. Перехідні процеси в електроенергетичних системах : підруч. для вузів / І. П. Крючков, В. А. Страшинов, Ю. П. Гусєв, М. В. Піраторов; під ред. І. П. Крючкова. – М.: Вид. будинок МЕІ, 2008. – 416 с. – ISBN 978-5-383-00214-8.
86. Перехідні процеси електричних систем у прикладах та ілюстраціях/Під ред. В. А. Венікова. – М., Л.: Енергія, 1967. – 456 с.
87. Петренко Л. І. Електричні мережі та системи: навч. посібник для студ. вузів / Л. І. Петренко. – Київ: Вища шк., 1981. – 320 с.
88. Підвищення якості енергії в електричних мережах / А. К. Шидловський, В. Г. Кузнєцов. – Київ: Наук. думка, 1985. – 268 с.
89. Посібник з вибору, прокладання, монтажу, випробувань та експлуатації кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену на напругу від 45 до 150 кВ. – Харків: ПАТ «ЗАВОД «ЮЖКАБЕЛЬ», 2014. – 88 с.

90. Поспелов В. Г. Электричні системи та мережі. Проектування: навч. посібник для вузів / В. Г. Поспелов, В. Т. Федін. – Мінськ: Вищ. шк., 1988. – 308 с. – ISBN 5-339-00015-X.
91. Поспелов Г. Є. АСУ та оптимізація режимів енергосистем / Г. Є. Поспелов, В. В. Керного. – Мінськ: Вищ. шк., 1977. – 320 с.
92. Поспелов Г. Є. Втрати потужності та енергії в електричних мережах / Г. Є. Поспелов, Н. М. Сич; під ред. Г. Є. Поспелова. – М.: Енерговидав, 1981. – 216 с.
93. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Київ : Вид-во «Форт», 2017. – 760 с.
94. Правила улаштувань електроустановок. – Харків : В-во «Форт», 2009. – 704 с.
95. Рижов Ю. П. Дальні електропередачі надвисокої напруги: підруч. для вузів/Ю. П. Рижов. – М.: Вид. будинок МЕІ, 2007. – 488 с. – ISBN 988-5-383-00158-5.
96. Розрахунки та аналіз режимів роботи мереж: навч. посібник для вузів/Під ред. В. А. Венікова. – М.: Енергія, 1974. – 336 с.
97. Рябков А. Я. Электричний розрахунок високовольтних ліній електропередач / А. Я. Рябков. – М., Л.: Державне енергетич. вид-во, 1934. – 340 с.
98. Сегеда М. С. Лінії електропересилання, трансформатори та обчислення їх параметрів: навчю посібник / М. С. Сегеда, Н. Б. Дьяченко, А. Б. Козовий.– Львів : Вид-во Нац. ун-ту «Львівська політехніка», 2020. – 176 с.
99. Сегеда М. С. Электричні мережі та системи : підручник / М. С. Сегеда. – Львів : Вид-во Нац. ун-ту «Львівська політехніка», 2015. – 540 с.
100. Солдаткіна Л. А. Электричні мережі та системи / Л. А. Солдаткіна. – М.: Енергія, 1972. – 272 с.
101. СОУ 40.100013741-35:2010 Експлуатація кабельних ліній електропередавання напругою від 110 кВ до 330 кВ. Інструкція: Затверджено наказом Мінпаливенерго України за № 511 від 2 грудня 2010 р. – Київ : Нормативн. документ Мінпаливенерго України, 2010. – (Національний стандарт України). – 148 с.
102. СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011 Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ. Настанова (зі змінами): Затверджено наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 6 червня 2011 р. № 198 у редакції наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 26 січня 2017 р. № 82 – Київ : Нормативн. документ Міненерговугілля України, 2017. – (Національний стандарт України). – 147 с.
103. СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-50:2011 Монтаж кабельних ліній електропередавання напругою 110-330 кВ. Інструкція: Затверджено

- наказом Міненерговугілля України від 06.06.2011 № 198. – Київ : Нормативн. документ Міненерговугілля України, 2011. – (Національний стандарт України). – 111 с.
104. Статичні джерела реактивної потужності в електричних мережах / В. А. Веніков, Л. А. Жуков та ін. – М.: Енергія, 1975. – 136 с.
105. Сулейманов В. М. Електричні мережі та системи : підручн. / В. М. Сулейманов, Т. Л. Кацадзе. – Київ : НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с. – ISBN 978-966-622-300-8.
106. Сулейманов В. М. Електричні мережі та системи : підручн. / В. М. Сулейманов, Т. Л. Кацадзе. – Київ : НТУУ «КПІ», 2007. – 504 с. – ISBN 978-966-622-246-9.
107. Сулейманов В. М. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем / В. М. Сулейманов. – Київ : НМК ВО, 1992. – 208 с.
108. Тарасов В. І. Теоретичні основи аналізу усталених режимів електроенергетичних систем / В. І. Тарасов. – Новосибірськ: Наука, 2002. – 344 с. – ISBN 5-02-032019-6.
109. Теоретичні основи електротехніки. Т. 2/К. С. Демірчян, Л.Р. Нейман, Н.В. Коровкін, В.Л. Чечурін. – СПб. : Пітер, 2006. – 576 с.
110. Технічна колекція Schneider Electric. Випуск 11. Проектування електроустановок квартир з покращеним плануванням і котеджів [Електронний ресурс] // Шнайдер Електрик. – 2007. – Режим доступу: <https://www.proektant.org/arh/881.html>
111. Управління якістю електроенергії / І. І. Карташев, В. Н. Тульський, Р. Г. Шамонов та ін; під ред. Ю. В. Шарова. – М.: Вид. будинок МЕІ, 2006. – 320 с.
112. Федін В. Т. Електричні мережі енергетичних систем: навч. посібник / П. В. Личев, В. Т. Федін. – Мінськ : Універсітэцкае, 1999. – 255 с. – ISBN 985-09-0189-6.
113. Холмський В. Г. Розрахунок та оптимізація режимів електричних мереж (спеціальні питання) / В. Г. Холмський. – М.: Вищ. шк., 1975. – 280 с.
114. Чебан В. М. Управління режимами електроенергетичних систем в аварійних ситуаціях/ В. М. Чебан, А. К. Ладман, А. Г. Фішов. – М.: Вищ. шк., 1990. – 144 с. – ISBN 5-06-000716-2.
115. Das D. Electrical power systems / D. Das. – New Delhi : New Age International Publishers, 2006. – 470 p. – ISBN 978-81-224-2515-4.
116. El-Hawary M. Electrical energy systems / M. El-Hawary. – CRC Press, 2000. – 364 p. – ISBN 0-8493-2191-3.
117. El-Hawary M. Introduction to electrical power systems / M. El-Hawary. – John Wiley & Sons, 2008. – 394 p. – ISBN 978-0470-40863-6.
118. Grigsby L. L. Electric power generation. Transmission and distribution / L. L. Grigsby. – CRC Press, 2007. – 502 p. – ISBN 978-0-8493-9292-4.

119. Grigsby L. L. Power systems / L. L. Grigsby. – CRC Press, 2007. – 452 p. – ISBN 978-0-8493-9288-7.
120. Grigsby L. L. The electric power engineering. Handbook / L. L. Grigsby. – CRC Press, 2001. – 950 p. – ISBN 0-8493-8578-4.
121. Iliadis N. Handbook of power systems I / N. Iliadis, P. Pardalos, M. Pereira, S. Rebennack. – Springer, 2010. – 494 p. – ISBN 978-3-642-02492-4.
122. Iliadis N. Handbook of power systems II / N. Iliadis, P. Pardalos, M. Pereira, S. Rebennack. – Springer, 2010. – 492 p. – ISBN 978-3-642-12685-7.
123. Kirtley J. Electric power principles / J. Kirtley. – John Wiley & Sons, 2010. – 391 p. – ISBN 978-0-470-68636-2.
124. Martinez-Velasco Juan A. Power system transients. Parameter determination / Juan A. Martinez-Velasco. – CRC Press, 2010. – 633 p. – ISBN 978-1-4200-6529-9.
125. Rofalsky K.-H. Power system engineering / K.-H. Rofalsky, J. Schlabbach. – Wiley-VCH, 2008. – 337 p. – ISBN 978-3-527-40759-0.
126. Yoshihide Hase Handbook of power system engineering / Yoshihide Hase. – John Wiley & Sons, 2007. – 548 p. – ISBN 978-0-470-02742-4.

ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК

- А**
автотрансформатор 204
- В**
втрати на корону 174
– потужності 250
- Г**
група особлива 25
- Д**
джерела електричної енергії 211
- Е**
– електрична мережа 10
– підстанція 10
електроприймач 10
енергосистема 10
ефект довготний 20
– широтний 21
- Ж**
жила струмопровідна 109
- І**
ізолятори 99
ізоляторів пошкодження 100
ізоляція поясна 118
– фазна 118
- К**
кабелів заземлення екранів 148
– прокладання 121, 122
кабель 117
кабелю гнучкість 146
– броня 118, 120
– покриття зовнішнє 120
категорії споживачів 61
кількості енергії 245, 261
коефіцієнт вигідності 207
- Л**
лінія електропередавання 10
– живлення 36
- кабельна 11
– повітряна 90
- М**
маркування кабелів 116
– проводів 94
– трансформатора 182
– муфта 125
- Н**
навантаження графік 238
напруг несиметрія 31
напруга номінальна 15
напруги відхилення 29
– імпульс 32
– коливання 29
– несинусоїдальність 30
– падіння 16
– провал 32
- О**
опір лінії активний 162
– – індуктивний 166
– трансформатора активний 189
– – індуктивний 190
- П**
параметри поздовжні 162
– поперечні 171
перенапруга тимчасова 33
потужність 252
– активна 253
– реактивна 253
– типова 206
пристрій розподільний 10
провід 73, 94
провідність лінії активна 171
– – ємнісна 175
– трансформатора активна 186
– – індуктивна 187
- Р**
реактор дугогасний 52

режими нейтралі 57

С

системи заземлення TN 40

система електроенергетична 10

споживач 10, 236

схеми заміщення 158

– з параметрами зосередженими 160

– – розподіленими 160

– розміщення проводів 95

Т

транспозиція 97, 147

трансформатор 180

– з обмотками розщепленими 200

– скороченими 198

– триобмоткові 193

трансформаторів

дані паспортні 185

трекінг 132

Ч

час втрат максимальних 263

– навантаження максимального 243

Навчальне видання

Кирик Валерій Валентинович

ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ

Підручник

*В авторській редакції
Надруковано з оригінал-макета замовника*

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Свідоцтво про державну реєстрацію: серія ДК № 5354 від 25.05.2017 р. р.
просп. Перемоги, 37,
м. Київ, 03056

Підп. до друку 02.01.2024. Формат 60×84¹/₁₆. Папір офс. Гарнітура Times.
Спосіб друку – електрографічний. Ум. друк. арк. 16,33 . Обл.-вид. арк. 16,24.
Поз. 24-1-1-001. Зам. № 24-001. Наклад 30 пр.

Видавництво «Політехніка» КПІ ім. Ігоря Сікорського
вул. Політехнічна, 14, корп. 15
м. Київ, 03056
тел. (044) 204-81-78